

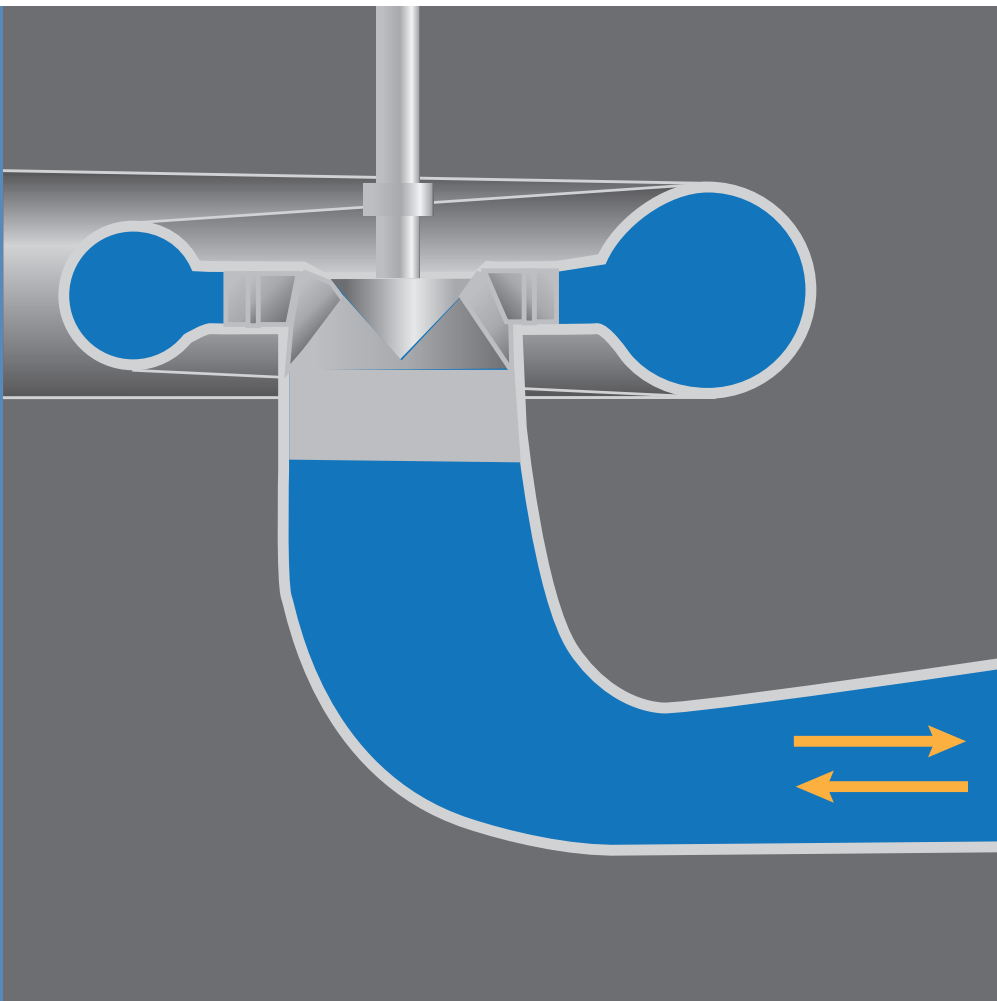


Pumpekraft i Noreg

Kostnader og utsikter til potensial

22
2011

R
A
P
P
O
R
T



Pumpekraft i Noreg

Kostnadar og utsikter til potensial

Rapport nr 22 - 2011

Pumpekraft i Noreg

Utgjeve av: Noregs vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Håvard Hamnaberg
Forfattarar: Håvard Hamnaberg og Vattenfall Power Consultant

Trykk: Hustrykkeriet til NVE
Opplag: 100
Forsideillustrasjon: Rune Stubrud
ISBN: 978-82-410-0767-5
ISSN: 1501-2832

Samandrag:

Emneord: pumpekraft, regulerkraft, vannkraft, vasskraft, fornybar

Noregs vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Innhald

Føreord	4
1 Innleiing	5
1.1 Kvifor studere pumpekraft? Fornybar energi og regulering.....	5
2 Om potensial	6
2.1 Nokre resultat frå effektprosjektet 1996-2000.....	8
2.2 Potensialet for pumpekraftverk	9
2.3 Data.....	9
3 Val av kraftverk for kostnadsstudium	10
4 Vattenfall-studien: Kostnadar og tekniske løysingar	12
4.1 Stoda i Tyskland	14
5 Vidare arbeid	14
Vedlegg	15

Føreord

NVE har registrert stor interesse i delar av offentlegheita rundt mulegheitene for å etablere pumpekraftverk i Noreg for å kunne tene pengar på utveksling med naboland som bygger ut mykje uregulert fornybar elektrisitetsproduksjon, t.d. vindkraft til havs.

Som eit bidrag til ordskiftet rundt dette har NVE fått utarbeidd ei vurdering av mulegheiter og kostnader ved ombygging av nokre eksisterande vasskraftverk. NVE gjev også her sine syn på kva som skal til for å seie noko om potensialet for slik teknologi.

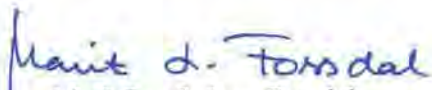
Hovudkonklusjonane frå studien, som er utført av Vattenfall, er at det er sterkt aukande spesifikke kostnader di mindre pumpekraftverka er. Vidare ser det ut til at ei ombygging til pumpekraftverk i dei fleste tilfelle vil medføre svært omfattande endringar – mellom anna vil det nesten alltid verte etablert ny vassveg med større dimensjonar.

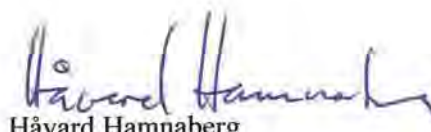
Investeringsnivåa for prosjekta er i milliardklassen, og føresetnadane for å gjere slike tiltak er uvisse, spesielt når det gjeld økonomiske tilhøve. Raske vasstandsreguleringar som ein snakkar om ved drift av pumpekraftverk vil også kunne ha miljøkonsekvensar som ein ikkje har mykje røynsle med.

NVE håper dette innspelet kan komme til nytte i strategiarbeid i norske kraftselskap, i akademisk arbeid og vere til opplysing for alle interesserte. Det er mange element ved pumpekraft og effektutveksling som kan studerast, og NVE tek gjerne mot innspel på tilhøve som bør studerast framover.

Fleire NVE-tilsette har vore med på å følgje opp dette prosjektet. Spesielt Kjell Erik Stensby og Fredrik Arnesen har komme med mange og gode innspel.

Oslo, oktober 2011


Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør


Håvard Hamnaberg
fung. seksjonssjef

1 Innleiing

Det norske energisystemet er energidimensjonert. Det vil seie at det fyrst og fremst er bygd for å levere nok energi over året. Som regel gjev dagens system også tilstrekkeleg effekt til å møte etterspurnaden, sjølv i ekstreme situasjonar, men ein har i det siste sett at det er utfordringar både nasjonalt og regionalt.

Auken i kraftproduksjonen i Noreg dei seinare åra er dominert av uregulert produksjon i form av små vasskraftverk og vindkraft. Auken har også til dels komme i område som ikkje har hatt stor auke i etterspurnaden. Frå 2012 vil innføringa av ein elsertifikatmarknad auke takten på utbygginga av uregulert kraft. I det nordvestlege Europa elles er det eit tilsvarende bilete, men dimensjonane er større.

Utsiktene både heime og ute tilseier at ein undersøkje om ein bør bu seg på endra etterspurnad etter effekt og lagring av energi. Fagfolk og lekfolk har peika på at Noreg vil kunne tene på å vere tenesteleverandør til resten av Europa. Ei mykje brukt formulering er at dette vil kunne foredle norsk vasskraft. Formuleringar som dette er basert på at magasinane våre samla sett kan lagre store mengder energi og at vasskraftverk og pumpekraftverk er ein av dei mest kostnadseffektive måtane vi har for å sikre balanse mellom produksjon og forbruk.

Det er ikkje lett utan vidare å vurdere i kva grad Noreg kan tene pengar på å levere batteritenester til Europa, men NVE meiner det er verdt å sjå nærare på dette. Vi har allereie publisert arbeid¹ som studerar effektutvidingar i større, eksisterande kraftverk. Pumpekraftverk har også lenge vore brukt for å regulere produksjon i høve variasjonar i forbruket, men det er førebels ingen pumpekraftverk i Noreg som er bygd for å regulere på kort sikt. For å styrke kunnskapen om moglegheitene for å etablere pumpekraftverk i Noreg har NVE difor fått gjort ein studie av korleis pumpekraftverk kan utformast og kva det kostar å bygge pumpekraftverk mellom allereie eksisterande magasin.

Ein kan ikkje berre basert på kostnadar og utforming slutte noko om potensialet for pumpekraftverk i Noreg, men det er ein start på eit arbeid som kanskje kan gjere det lettare å vurdere i kva grad dette kan vere muleg.

1.1 Kvifor studere pumpekraft? Fornybar energi og regulering

NVE sin motivasjon for å vurdere omfanget av ein ressurs vil alltid vere mulegheitene for verdiskaping for det norske samfunnet, anten direkte i form av inntekter, eller indirekte i form av forsyningssikkerheit eller andre mindre monetariserte tenester.

Når det gjeld pumpekraft spesielt vil den mulege nytten kunne vere:

- Inntekter frå utanlandske kraftmarknadar via prisarbitrasje
- Inntekter frå sal av regulertenester til utlandet
- Betre utnytting av kraftnettet innanlands
- Betre forsyningssikkerheit lokalt i Noreg

¹ NVE-rapport 10 – 2011: Økt installasjon i eksisterende vannkraftverk

Det er ikkje slik at det er eit stor etterspurnad etter tenester frå pumpekraftverk i Noreg i dag, og mykje av ordsiftet i det profesjonelle miljøet har sentrert seg rundt inntekter frå handel med utlandet.

Det internasjonale energibyrået har studert fleire kraftmarknadar og konkludert med at det er rom for svært mykje uregulert fornybar kraftproduksjon i Norden². Dei nyttar omgrepet PVP – penetrasjonsgrad for variabel fornybar energi – for å seie noko om det eksisterande systemet sin evne til å handtere uregulert produksjon.

IEA etablerer ein metodikk for å gjere denne vurderinga, der dei tek omsyn til dei tekniske reguleringsmulegheitene som finst i systemet. For Norden sin del finn dei at det ”toler” eit tillegg på 48 prosent uregulert fornybar energi. Dersom det stemmer, vil det vere lite truleg vere ein marknad for pumpekraft i Noreg i overskodelig framtid.

Men denne IEA-analysen er berre ein analyse på eit svært overordna nivå. Dei átvarar sjølv om at inngåande studiar må gjerast av kraftsystema for å finne ut kor mykje uregulert produksjon dei kan handtere.

Ein annan studie³ av korleis Tyskland kan omdanne seg til ein økonomi basert 100 prosent på fornybar energi legg opp til at Noreg i eitt scenario skal kunne levere 42 000 MW effekt til Tyskland for å dekke opp for uregulert kraft. Eit vedlegg til denne rapporten presenterer den historiske utviklinga for pumpekraft i Tyskland og drøftar dagens situasjon.

NVE har ikkje gjort egne analysar av muleg framtidig etterspurnad etter reguleringstenester frå Noreg, men det ser ut til at dersom dette vert aktuelt vil det vere handel med utlandet som vil vere den mest sannsynlege motivasjonen for å utvikle pumpekraft i særleg grad i Noreg.

Det er også muleg at pumpekraft kan verte nytta for å betre forsyningssikkerheita lokalt/regionalt i det norske kraftsystemet eller for å gjere rom for meir uregulert fornybar energi enn det elles ville vore i kraftnettet, men dette er etter det NVE kjenner til ikkje studert.

2 Om potensial

NVE har lenge gjort analysar av potensialet for ulike energiteknologiar, spesielt når det gjeld vasskraft og vindkraft. Slike analysar baserer seg på ei vurdering av det fysiske energipotensialet frå naturen si side, og tek seg via ulike omsyn som miljø og kostnader til eit økonomisk potensial sett i lys av marknaden eller myndigheitene sin betalingsvilje.

Alle slike analysar NVE har gjort har vore orientert mot energi, og stort sett gjeve svar på kor mange kWh som kan produserast i eit normalår ved ein viss betalingsvilje. Ein har ikkje vurdert mulege tilbakekoplingseffektar, slik som lågare pris dersom ein stor del av potensialet vert realisert. Miljø har heller ikkje vore spesifikt vurdert – ein har berre teke omsyn til verneplanar og liknande.

² IEA (2011), *Harnessing variable renewables*, Paris

³ Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011), [Wege zur 100 % erneubaren Stromversorgung](#), Erich Schmidt Verlag, Berlin, s. 100.

Når ein skal vurdere potensialet for effekt er det ikkje like beint fram som når ein vurderer potensialet for energi. For å illustrere utfordringa kan ein spørje: Kva form ønskjer ein på svaret? Er det i MW, er i MW i eit visst tal timar, er det kroner nytte, er det relatert til kor mykje uregulert fornybar energi som kan støttast?

Sjølv om det for ein teknologi, som vasskraft, vil vere muleg å gjere vurderingar av det fysiske grunnlaget for å levere effekt, melder det seg vanskar når ein skal stille opp dei naudsynte sideomsyna for å komme fram til eit svar.

For å komme fram til ei form for potensial for pumpekraft, må ein ha oppfatningar om (minst) følgjande element:

- Kva er det fysiske grunnlaget?
 - o Når det gjeld vasskraft reknar vi med at dei fysiske føresetnadane i stor grad allereie er kjent. NVE sit på kunnskap om hydrologi, topografi og om allereie utbygd vasskraft i Noreg.
- Kva er kostnadane knytt til å realisere mulegheitene?
 - o NVE publiserer jamleg eit kostnadsgrunnlag for vasskraftverk, men dette inkluderer ikkje kostnadar for maskiner og elektronikk som er spesifikk for pumpekraftverk. NVE er heller ikkje van med å vurdere tekniske løysingar for pumpekraftverk.
- Kva slags, og kor store, inntekter kan ein vente seg?
 - o Pumpekraftverk har to hovudinntektskjelder: Prisarbitrasje og systemtenester. Prisarbitrasje vil seie at kraftverket kjøper energi når prisane er låge og sel energi når prisane er høgare. For å vurdere inntektsgrunnlaget er det naudsynt å gjere seg opp ei meining om prisbiletet framover. Systemtenester er tenester som ikkje er knytt til energi, som systemansvarlege kan nytte for å regulere spenning og frekvens i nettet. Det er ulike modellar for betaling for slike tenester, men ofte er det snakk om langsiktige avtalar med systemansvarlege.
- Kva miljørestriksjonar kan ein vente seg?
 - o Vi har nokså få pumpekraftverk i Noreg i dag, slik at vi ikkje veit ut frå røynsle korleis konsesjonsmyndigheitene og miljømyndigheitene vil vurdere eventuell pumpekraft. Det vart gjort ein god del arbeid for å kartlegge miljøeffektar i Forskningsrådet sitt prosjekt "Effektregulering – Miljøvirkningar og konfliktreducerende tiltak," i andre halvdel av 1990-talet.
- Kva slags systemmessige krav kan pumpekraftverka få?
 - o Det kan tenkast at myndigheitene vil stille krav til eventuelle pumpekraftverk motivert av forsyningstryggleik, slik som kor lenge kraftverka til ei kvar tid må kunne levere effekt.

NVE har ikkje studert alle elementa over, og har ikkje ambisjonar om å estimere eit potensial for pumpekraftverk i Noreg her. Denne studien vil i hovudsak bidra til å auke

kunnskapen om kostnader, noko som er eitt av fleire element ein må ha kunnskap om for å kunne nærme seg å seie noko om potensial.

2.1 Nokre resultat frå effektprosjektet 1996-2000

Noregs forskingsråd finansierte i 1996-2000 eit forskingsprosjekt som krinsa om effekt og miljø. Det fulle namnet på prosjektet var "Effektregulering – miljøvirkningar og konfliktredukerende tiltak," og deltakarane var utanom forskingsrådet Energiforsyningens fellesorganisasjon (No Energi Norge), Statkraft, Direktoratet for naturforvaltning og NVE.

Dette prosjektet var motivert av endra føresetnadar for kraftsystemet etter innføringa av den frie marknaden med energilova i 1990. Pumpekraft var ikkje på agendaen, men ein studerte korleis auka "effektkøyring," altså meir start og stopp, påverka naturmiljøet for å finne fram til mulege tiltak for å mildne effektane av slik køyring. Slik påverknad var studert både for elvar og innsjøar.

Forskningsprosjektet produserte ei rad rapportar, både når det gjeld biologiske og fysiske tilhøve. Nokre av resultatane kan vere til nytte når ein går vidare for å vurdere potensialet for pumpekraftverk i Noreg, sjølv om pumpekraftverk er eit anna konsept enn rein effektkøyring. Sluttrapporten⁴ listar opp ein del parametrar for kva typar magasin som kan eigne seg til effektkøyring:

Faktorer Grad av virkning	Tidligere benyttet regulerings- høyde	Magasin- volum	Basseng- form	Botn- topografi	Løs- masser	Sediment- tilførsel fra nedbørs- felt
1) Potensielt små miljøvirkningar	Stor > 10 m	Stort > 100 mill. m ³	Dypt > 10 m Bratte strender	Jevnt dypt	Ingen	Liten
2) Potensielt større miljøvirkningar	Liten < 2 m	Lite < 20 mill. m ³	Grunt < 10 m Slake strender	Grunne terskler	Mye, finere masser	Stor

Tabell 1: Magasinklassifisering - Magasin der ein overgang frå sesongregulering til effektregulering potensielt vil gje få/ingen eller større miljøverknadar. Frå NVE/Statkraft Grøner (2001)

⁴ "Sluttrapport for FoU-prosjektet "Effektregulering – Miljøvirkningar og konfliktredukerende tiltak," 1996-2000, NVE/Statkraft Grøner, Oslo, 2001

Ein parameter som ikkje er nemnt her, men som kan vere relevant, er kor raske endringar ein aksepterar i magasin. Det finst ingen reglar for dette i dag, men Sintef⁵ har peika på 13 cm i timen som ein grenseverdi for raskt ein kan akseptere vassstandsendingar i elvar.

Sluttrapporten for Forskingsrådet sitt arbeid⁶ peikar på ein god del FoU-arbeid som bør gjerast framover, mellom anna ei miljøklassifisering av norske vasskraftmagasin for å finne ut kva for magasin som er eigna for korttidsregulering. Det er ikkje kjent for forfattaren om dette er gjort, men mykje data kan komme til å verte samla inn i samband med vassdirektivet.

2.2 Potensialet for pumpekraftverk

NVE har ikkje gjort ein analyse av kor det kan vere potensial for å etablere pumpekraftverk. Ein slik analyse vil måtte gjere ei rad føresetnadar vi ikkje er i stand til å gjere no, m.a. knytt til kraftnettet, køyrestrategi, marknadssituasjonen, miljørestriksjonar osv.

Ein fullstendig analyse vil måtte gjerast ved å gå gjennom den norske topografien for å vurdere alle stadar det er muleg å etablere pumpekraftverk, og rekne på om det, ut frå dei naudsynte føresetnadane, vil vere økonomi i å gjere ei slik etablering. Ein analyse av denne typen vil eigne seg for GIS-analyse (geografiske informasjonssystem).

Før ein fullstendig analyse er på plass, er det naturleg å studere det eksisterande vasskraftsystemet. Ei enkel tilnærming kan vere at det er sannsynleg at pumpekraftverk lettast vil verte etablert der det allereie er reguleringar i vassdraga. Vidare er det truleg lettast å etablere pumpekraftverk mellom regulerte magasin som allereie er tungt påverka av vasskraft. NVE har difor sett litt på kva eksisterande data kan fortelje oss.

2.3 Data

NVE har godt oversyn over norske vasskraftverk og vasskraftsystem. I dei eksisterande databasane er det registrert både informasjon om sjølve kraftverka og om dei regulerte magasinane dei er kopla til oppstraums.

Kva som ligg nedstraums kraftverket har NVE ikkje registrert frå før, men i samband med dette arbeidet har vi gjort ei slik registrering. Vi har gått gjennom den informasjonen som ligg i NVE Atlas⁷ og registrert korleis utløpet er – om det er til elv, innsjø, fjord eller regulert magasin.

Desse data er enno ikkje lagt inn i databaseverket til NVE, men er lagt ved denne rapporten.

Det er mange (over 100) kraftverk som ligg mellom to regulerte magasin. Dersom vi nyttar resultatane frå dei kriteriane for effektkøyring som vart sett opp i effektprosjektet 1996-2000, og berre inkluderer dei stadane der det ligg kraftverk mellom magasin som begge er over 100 millionar m³, er det derimot berre rundt 20 aktuelle lokasjonar.

⁵ Harby et. al., Sintef (2004), Raske vannstandsendingar i elver – Virkningar på fisk, bunndyr og begroing. TR A5932.

⁶ NVE/Statkraft Grøner (2001), s. 53-54

⁷ <http://atlas.nve.no/>

Tabell 2 syner desse magasin. Merk at "Volum oppstraums magasin" inkluderer alle regulerte magasin som ligg oppstraums kraftverket og som ikkje leverer til eit anna kraftverk.

Namn på eksisterande vasskraftverk	Volum oppstraums magasin (Mm ³)	Volum nedstraums magasin (Mm ³)	Brutto fallhøgde
AURLAND II H	186	194	500
BOGNA	150	165	290
DUGE	1400	340	220
FINNDØLA	126,6	218,3	298
FJONE	223,5	222,8	258
GRÅSJØ	205	179	55
HODNABERG	177	175	300
HOLEN I-II	1268,4	296	250
KVINEN	104	275	120
ROSKREPP	695	104	88
RØLDAL	326,7	115	365
RØYRVIKFOSS	496	490,4	28,5
HOLEN III	275,9	296	610
SONGA	750	258	286,7
TUNNSJØ	230	440	60
TYSSO II	483,2	426	725
BLÅFALLI V	102	151,7	56

Tabell 2: Vasskraftverk som har både oppstraums- og nedstraums magasinkapasitet større enn 100 Mm³. Volum oppstraums magasin viser til alle oppstraums magasin (opp til neste kraftverk).

Dette kan slik stoda er no berre sjåast som eit noko tilfeldig utval. Det er lite truleg at det vil verte innført skjematisk reglar som at magasinet må vere av ein viss storleik for å kunne nyttast til pumpekraft. Som med all bruk av vassdrag vil dei spesifikke tilhøva verte vurdert opp mot nytten ved eventuelle tiltak.

3 Val av kraftverk for kostnadsstudium

For å finne ut korleis ein bygger om eit eksisterande vasskraftsystem til pumpekraftverk, og ikkje minst for å finne ut kva det kostar, har NVE valt ut fire kraftverk som Vattenfall Power Consultant har rekna på.

Utgangspunktet for NVE sitt val av eksempelkraftverk har vore etablerte kraftverk mellom regulerte magasin. Det har vore fokusert på relativt små kraftverk, dels av di andre har sett på store kraftverk, dels av di ein har vore interessert i å kunne sjå på lokal nytte av pumpekraftverk.

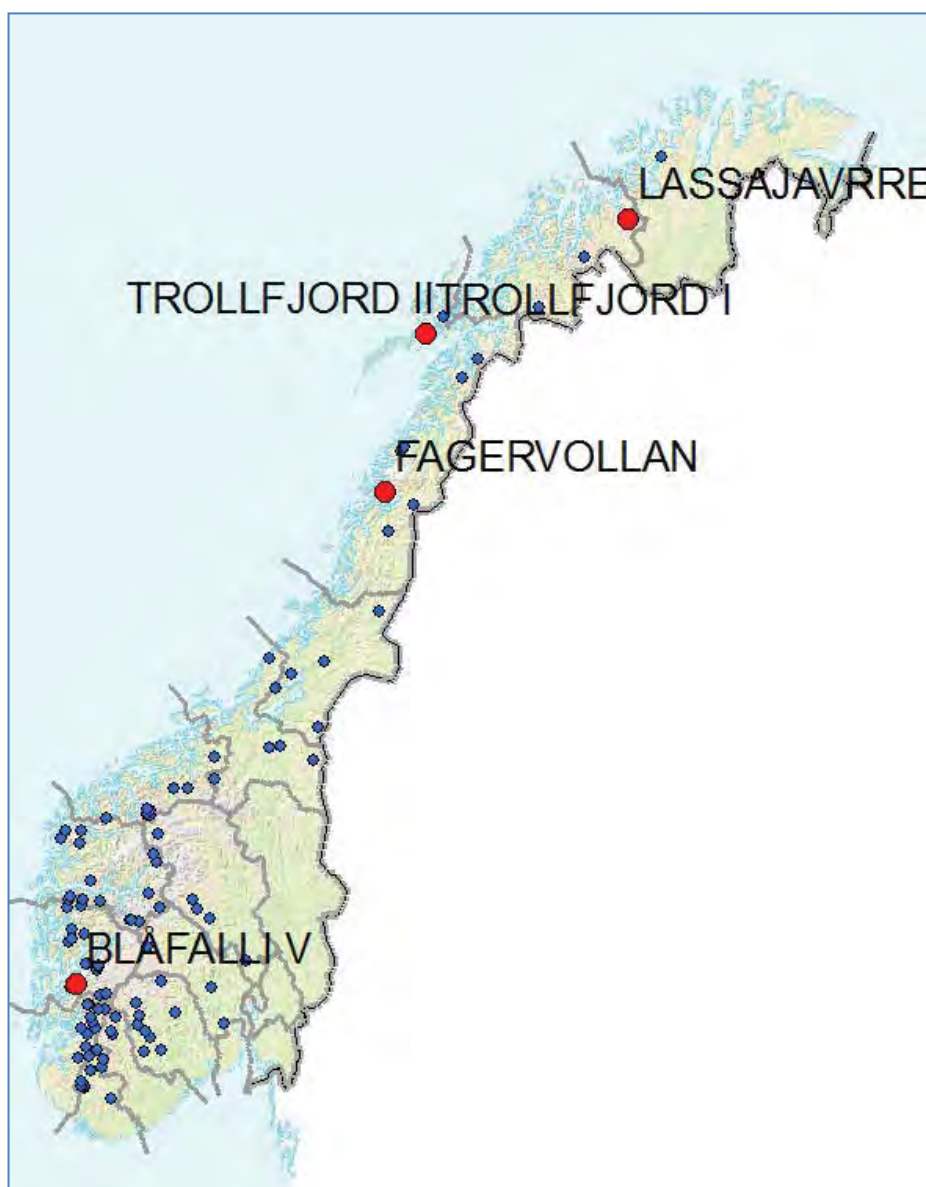
Det fyrste kriteriet som vart lagt til grunn var at det skulle vere fysisk muleg å etablere eit pumpekraftverk på staden utan nye reguleringar. Vidare vart det lagt vekt på at det skulle kunne vere i eit område der det nettmessig kunne spele ei positiv rolle. Til sist vart det lagt vekt på at det potensielle pumpekraftverket låg i eit område der det er eller kunne bli

mykje uregulert fornybar kraftproduksjon. Spesiell vekt vart lagt på dei områda Havvind-rapporten⁸ peika på.

Til sist vart det søkt å ha ein viss variasjon i dei fysiske tilhøva når det gjaldt magasinvolum og fallhøgde, for å få rekna på eit spenn av oppsett.

Etter denne nokså subjektive utvalsprosessen landa vi på desse fire kraftverka: Trollfjord, Lassajavrre, Fagervollan, og Blåfalli V.

Tre av kraftverka ligg i Nord-Noreg, noko som reflekterer flaskehalsar i kraftnettet og fleire område for havvind. Blåfalli V er det einaste i Sør-Noreg, og er mellom anna valt grunna mykje småkraft i området.



Figur 1: Eksempelkraftverk.

⁸ <http://www.nve.no/no/Havvind/>

Dei presise vilkåra som desse hypotetiske pumpekraftverka bør dimensjonert for har ikkje vorte spesifisert. Det har slik ikkje vore muleg å avgjere kor mange pumpeprodusere-syklusar kraftverka bør byggast for. Difor har ein valt å rekne på tre ulike innretningar på kraftverket for kvar stad.

Dei tre ulike innretningane er definert ut frå tida det tek å tømme eller fylle det minste magasinet. Desse tømme/fylletidene er 24 timar, 72 timar eller 60 dagar. I to tilfelle er det rekna på fire ulike utformingar, slik at det samla sett er sett på 14 alternativ.

4 Vattenfall-studien: Kostnadar og tekniske løysingar

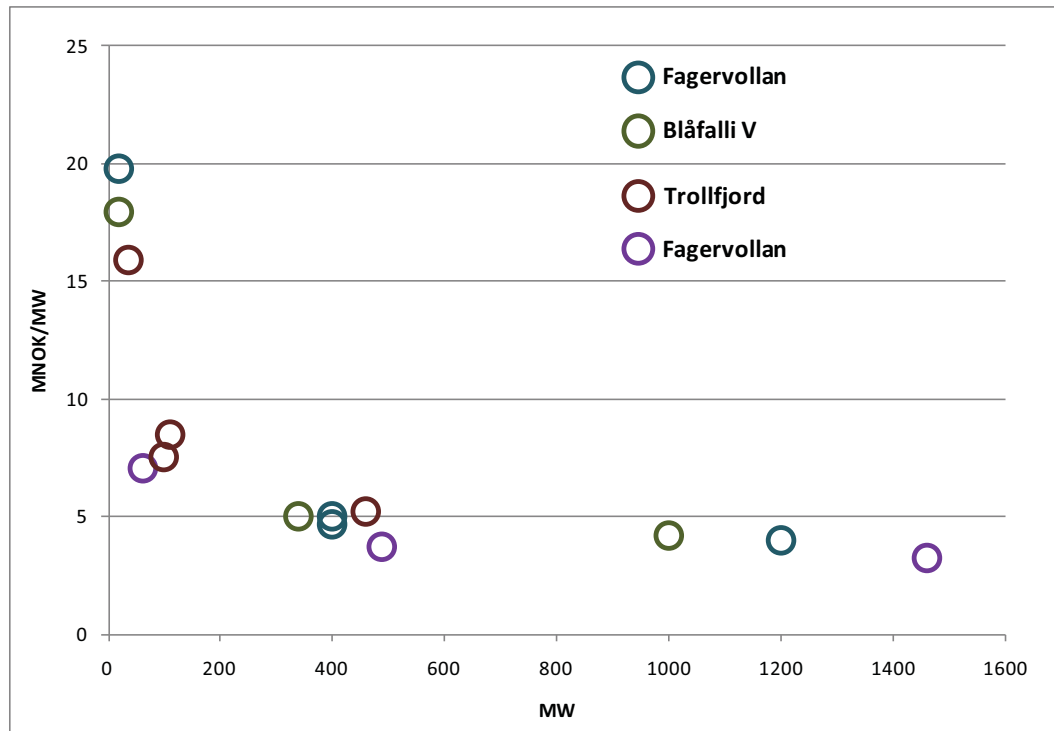
Etter ein konkurranse på tampen av 2010 fekk Vattenfall Power Consultant (VPC) i oppdrag å rekne på kostnadar ved å etablere pumpekraftverk på dei fire stadane NVE peika på. Det vart samla inn data frå samarbeidsvillige kraftverkseigarar og det vart halde eit møte mellom eigarane, VPC og NVE i Bodø i april 2011.

VPC har sett på tre til fire ulike utformingar av kvart kraftverk. Dei ulike alternativa representerer ulike driftsstrategiar. Slukeevna til dei teoretiske pumpekraftverka er sett slik at dei vil kunne tømme det minste magasinet på 24 timar, 72 timar eller 60 dagar. Sett bort frå eitt alternativ (Fagervollan alternativ V3) er det valt å etablere ny vassveg, noko som tilseier at det ikkje naudsynleg er slik at ein bør låse seg for mykje til det eksisterande vasskraftsystemet når ein vurderer nasjonale potensial.

Kostnadane er oppgjeve i kroner/watt (MNOK/MW), og det ser ut til å vere ein god samanheng mellom effekt og spesifikk kostnad. Tendensen er at dei kraftverka som har få syklusar per år er svært mykje dyrare per effekteining enn dei kraftverka som er planlagt for mange syklusar.

Figur 2 syner ei samanlikning av kostnadane for dei alternativa det er rekna på, relativt til installert effekt.

Det er store investeringar som skal til for å etablere pumpekraftverk. Det minste kraftverket som er rekna på har ein investeringskostnad på 323 millionar kroner, medan det største, som er på nesten 1500 MW, krev ei investering på om lag 4,7 milliardar kroner.



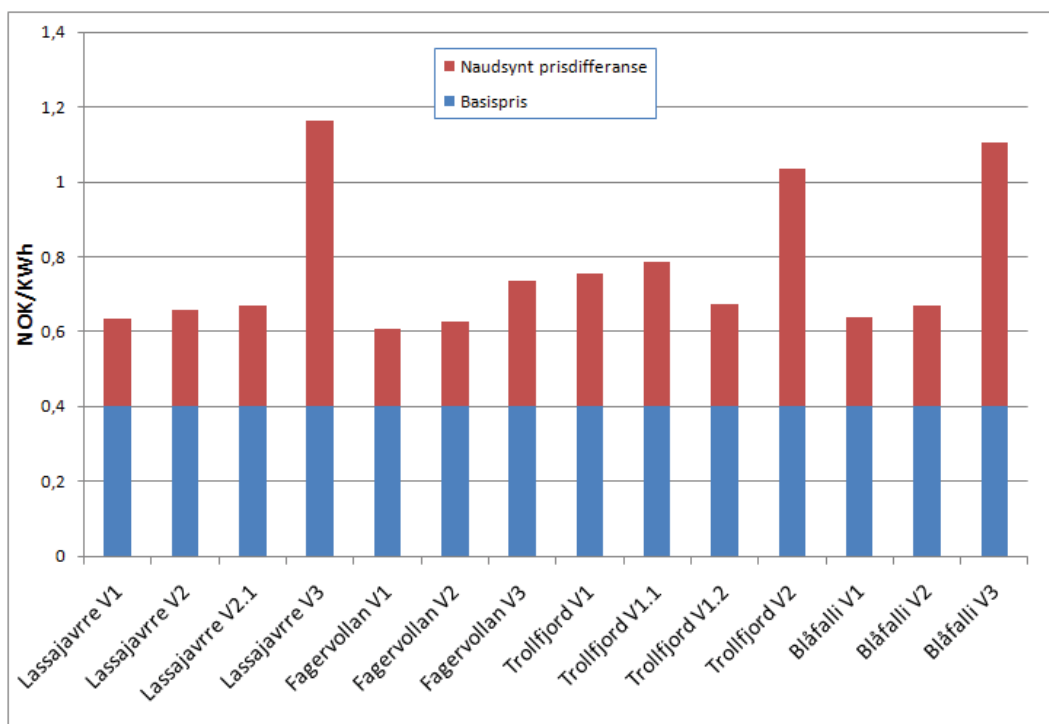
Figur 2: Kostnader for pumpekraftverk

Det er ikkje sikkert at investeringskostnader per effekteining er den beste måten å representere kostnadane på. Ein kan få fram eit anna bilete ved å studere kva slags prisskilnadar kraftverket treng for å gå i balanse.

NVE har på basis av kostnadsdata og tekniske data frå Vattenfall-studien gjort eit tankeeksperiment for å illustrere skilnadar i lønsemd mellom dei 14 alternative kraftverka. Vi har lagt til grunn ein langsiktig kraftpris på 40 øre/kWh, gått ut frå at kraftverket vert køyrt i anten pumpe- eller produksjonsmodus i om lag 75 prosent av tida, og at verknadsgraden på ein syklus er 80 prosent.

Desse føresetnadane er brukte for å samanlikne med kor stor prisskilnad kraftverka treng mellom den krafta det kjøper og den krafta dei sel til ein "topplastpris" for å betale avdraga på eit lån med 6,5 prosent rente og 20 års tilbakebetalingstid. Driftskostnadane er representert ved ein årleg kostnad på 1 prosent av totalinvesteringa.

I dette scenarioet vil dei fleste kraftverka trenge meir enn 20 øre/kWh i prisskilnad mellom den krafta dei kjøper for å pumpe og den krafta dei sel for å nærme seg lønsemd.



Figur 3: Naudsynte prisskilnadar for pumpekraftverka.

4.1 Stoda i Tyskland

Tyskland er eit viktig land når det gjeld pumpekraft. Både mykje av teknologiutviklinga, ein del av dei eksisterande kraftverka og mykje av den potensielle etterspurnaden er knytt til Tyskland - den største økonomien i Europa.

Eit vedlegg til denne rapporten går gjennom utviklinga av pumpekraft i Tyskland, både når det gjeld teknologi og marknad. Her vert det peika på korleis det termiske systemet har gjort pumpekraft lønsamt, men det vert også synt korleis fornybarsatsinga endrar tilhøva og gjer pumpekraft meir attraktivt.

Dette vedlegget går også gjennom betalingsstrukturen og –nivåa for pumpekrafttenester i Tyskland.

5 Vidare arbeid

NVE planlegg å halde fram arbeidet med å studere mulegheiter og avgrensingar for pumpekraft i Noreg. I næraste framtid er det planlagt å studere nærare kva slag miljøproblem som vil dominere ved drift av pumpekraft mellom etablerte vasskraftmagasin. Det er også planlagt å sjå nærare på korleis slike kraftverk vil kunne påverke kraftnettet.

NVE ønsker også å halde fram å bidra til arbeid som vert utført andre stadar, og vil spesielt nemne arbeidet som går føre seg ved forskingssenteret Cedren og i regi av Energi Norge.

Vedlegg

- A. Vattenfall sin rapport
- B. Vattenfall – notat om pumpekraftverk i Tyskland
- C. Oversyn over norske vasskraftverk som ligg mellom regulerte magasin

3191400

Kostnader for pumpekraftverk

Kostnader for ombygging til pumpekraftverk

Mai, 2011

Type dokument	Dokument identitet	Rev. No.	Rapportdato	Prosjektnr
RAPPORT	1		31. Mai, 2011	3191400
Forfattarar Erlend Aamot, Tobias Felber, Peter Strohmer, Per-Erik Söder, Jörgen Tuomi		Prosjektnamn Kostnader for ombygging til pumpekraftverk		
Kunde NVE		Gjennomgått av Morten Sollien		
		Godkjent av Erlend Aamot		
Kopi			Ant. sider 91	Ant. vedlegg 4

Kostnader for pumpekraftverk

SAMANDRAG

Vattenfall Power Consultant har på oppdrag frå Noregs vassdrags og energidirektorat (NVE), vurdert kostnadane for bygging av pumpekraftverk i Noreg.

Pumpekraftverk er vurdert på fire stader i landet der det finst eksisterande kraftverk og magasin. På kvar stad har ein vurdert ulike tekniske design som representerer ulike rollar kraftverket kan ta i kraftsystemet. Totalt er 14 ulike alternativ vurdert.

Dei ulike alternativa varierer i storleik frå 18 MW for det minste pumpekraftverket, til nesten 1500 MW for det største. Det er også ei stor spennvidde når det gjeld fleksibilitet og driftsområde for dei ulike alternativa.

Den spesifikke kostnaden for dei ulike designa varierer frå 3,2 til 20 MNOK/MW. Generelt er dei største alternativa billigare pr. MW enn dei små. Det største alternativet som er vurdert representerer ei investering på om lag 4,7 milliardar for 1458 MW. Estimert kostnad for det minste kraftverket på 18 MW er 323 millionar.

Denne rapporten er det første steget i eit større arbeid NVE er i gong med for å kartlegge potensialet for pumpekraft i Noreg. Dette er ein tidlegfase skrivebordsstudie der målet har vore å finne eit realistisk kostnadsnivå for pumpekraft i Noreg heller enn å finne optimale design for kvart enkelt kraftverk.

Fleire viktige aspekt med pumpekraft er ikkje handsama her, men vil verte studert i seinare prosjekt. Dette gjeld mellom anna nettproblematikk, miljøaspekt og innverknad på eksisterande kraftverk nedstraums pumpekraftverka. Kostnadane som er presentert her inkluderer difor ikkje kostnader for nettilknytning eller kostnader for eventuelle produksjonstap nedstraums.

INNHALD

1	INNLEIING	4
1.1	Føremål	4
1.2	Bakgrunn	4
1.3	Omfang og avgrensingar	4
1.4	Struktur	5
2	TEKNISK BAKGRUNN	6
2.1	Oversikt.....	6
2.2	Ternære aggregat og reversible pumpeturbinar	6
2.3	Generelt om design av reversible Francis pumpeturbinar	7
2.4	Turtalsregulert pumpeturbin.....	8
3	METODE.....	14
3.1	Dimensjonering.....	14
3.2	Design av elektromekanisk utstyr	14
3.3	Design av bygningstekniske arbeid	19
3.4	Utrekning av kostnader	21
3.5	Ordliste	21
4	LASSAJAVRRE	23
4.1	Eksisterande kraftverk og magasin.....	23
4.2	Generell layout for pumpekraftverket.....	24
4.3	Lassajavrre V1 – 1 dag.....	27
4.4	Lassajavrre V2 – 3 dagar, 2 aggregat	30
4.5	Lassajavrre V2.1 – 3 dagar, 4 aggregat	32
4.6	Lassajavrre V3 – 60 dagar.....	35
4.7	Alternative løysingar Lassajavrre.....	38
4.8	Kostnadssamanlikning av alternativa	38
5	FAGERVOLLAN	40
5.1	Eksisterande kraftverk og magasin.....	40
5.2	Generell layout for pumpekraftverket.....	41
5.3	Fagervollan V1 – 1 dag.....	43
5.4	Fagervollan V2 – 3 dagar	46
5.5	Fagervollan V3 – Bruk av eksisterande vassveg.....	48
5.6	Alternative løysingar	53
5.7	Kostnadssamanlikning av alternativa	53
6	TROLLFJORD	54
6.1	Eksisterande kraftverk og magasin.....	54
6.2	Generell layout for pumpekraftverket.....	55
6.3	Trollfjord V1 – 1 dag	57
6.4	Trollfjord V1.1 – 1 dag, 4 aggregat	60
6.5	Trollfjord V1.2 – 1 dag, 4 aggregat, utvida øvre magasin	63
6.6	Trollfjord V2 – 3 dagar	67
6.7	Alternative løysingar	70
6.8	Kostnadssamanlikning av alternativa	70
7	BLÅFALLI V	72
7.1	Eksisterande kraftverk og magasin.....	72
7.2	Generell layout for pumpekraftverket.....	73
7.3	Blåfalli V1 – 1 dag.....	76
7.4	Blåfalli V2 – 3 dagar, 2 aggregat	80

7.5	Blåfalli V3 – 60 dagar, 1 aggregat	83
7.6	Alternative løysingar	86
7.7	Kostnadssamanlikning av alternativa	86
8	OPPSUMMERING OG KONKLUSJONAR	88
9	KJELDER.....	90
10	VEDLEGG.....	91
	Vedlegg 1: Lassajavrre teikningar og utrekningar.....	91
	Vedlegg 2: Fagervollan teikningar og utrekningar.....	91
	Vedlegg 3: Trollfjord teikningar og utrekningar	91
	Vedlegg 4: Blåfalli V teikningar og utrekningar	91

1 INNLEIING

1.1 Føremål

Vattenfall Power Consultant har på oppdrag for Noregs vassdrags- og energidirektorat rekna ut kostnader for bygging av pumpekraftverk knytt til fire eksisterande kraftverk i Noreg.

For kvart anlegg har tre til fire ulike tekniske løysingar blitt evaluert, relatert til ulike roller som pumpekraftverk kan ha i kraftsystemet. Totalt har 14 ulike designløysingar blitt evaluert med ein detaljeringsgrad omtrent tilsvarande det som er brukt i "Samla Plan for Vassdrag".

I tillegg til å få realistiske kostnadsestimat for dei fire anlegga, har målet med studien vore å lage ein slags referansedatabase som skildrar kostnadane for ulike løysingar av pumpekraftverk i Noreg. Ein slik referansebase kan vere nyttig i ein tidleg fase for utviklarar av pumpekraftprosjekt, men kan også nyttast som diskusjonsgrunnlag i ein debatt om pumpekraftverk og Noreg si rolle i det europeiske kraftsystemet.

1.2 Bakgrunn

Denne rapporten er første steg i eit større prosjekt i NVE med å kartlegge kostnader og moglegheiter for pumpekraft i Noreg. I denne omgang er det valt å sjå på pumpekraft i samanheng med uregulert kraftproduksjon lokalt i Noreg. NVE har valt fire eksempelkraftverk, der tre er lokalisert i område med betydeleg vindkraftpotensial. Det fjerde er lokalisert i eit område med stort potensial for småkraftverk.

Dei fire valte kraftverka er Fagervollan i Rana kommune, eigd av Helgelandskraft AS, Blåfalli V i Kvinnherad kommune, eigd av SKL Produksjon AS, Lassajavrre kraftstasjon i Kvæningen kommune, eigd av Kvæningen Kraftverk AS, og Trollfjord I og II i Hadsel Kommune, eigd av Trollfjord Kraft AS. Alle kraftverka har både eit øvre og nedre magasin, for å tillate pumping mellom magasinane.

1.3 Omfang og avgrensingar

Denne rapporten er ein tidlegfase skrivebordsstudie der hovudmålet har vore å finne moglege design av pumpekraftverk i Noreg og vurdere kostnadane for desse.

Dei tekniske løysingane som er presentert her er berre eit sett av moglege løysingar, og det må takast høgd for at ein i vidare studiar og optimalisering av anlegga vil kunne komme fram til andre og betre måtar å bygge anlegga på.

Når det gjeld kapasiteten til pumpekraftverka er det ikkje gjennomført noko optimalisering. I staden har ein nytta tommelfingerreglar som korresponderer til ulike roller som kraftverka kan ha i kraftsystemet. Dette er vidare forklart i avsnitt 3.1

Av di teknisk design har vore på førstudenivå er det fleire aspekt knytt til prosjekta som ligg utanfor omfanget til denne rapporten, og ikkje vorte vurdert.

Eit slik aspekt er nettrelaterte problemstillingar. Kostnadane som er funne her inkluderer kostnaden for sjølve kraftverka til og med hovudtransformatoren. Kostnadar for nettilknytning og naudsynte tiltak i nettet er ikkje inkludert. I det heile er ikkje forholda verken i lokal-, regional-, eller sentralnettet vurdert her. Det er derimot klart at fleire av planane som er presentert vil ha store konsekvensar for nettet, og vil truleg berre kunne gjennomførast i samband med større nettprosjekt og truleg også større vindkraftutbyggingar.

Andre aspekt som ikkje er vurdert er miljø og konsekvensar for eksisterande kraftverk nedstraums pumpekraftverka. Med tanke på det siste punktet, er det klart at nokre av pumpekraftverka som er presentert her potensielt kan medføre produksjonstap i kraftverka nedstraums.

Både nettrelaterte aspekt, miljøaspekt, konsekvensar for kraftverk nedstraums og andre sider ved bygging av pumpekraftverk er tema som truleg vil bli vurdert i andre studiar frå NVE.

1.4 Struktur

Denne rapporten har blitt strukturert på følgjande måte: Sidan det finst relativt lite erfaring med pumpekraftverk i Noreg, gir kapittel 2 ein kort introduksjon til turbin- og generatorteknologi som er vanleg å nytte i pumpekraftverk.

Kapittel 3 omtalar metodologien som er nytta for design av pumpekraftverk i denne rapporten. Kapitlet startar med å omtale prinsippet som er nytta for dimensjonering av pumpekraftverka. Kapitlet er vidare delt inn i avsnitt som omtalar design av elektromekanisk utstyr og bygningstekniske arbeid. Kvart av desse to avsnitta startar med ein oversikt over trinna brukt i designprosessen. Deretter følgjer ein diskusjon av dei viktigaste inndata som er vurdert i designprosessen, og detaljar om kvart av dei ulike trinna i prosessen. Til slutt kjem ei kort ordliste med forklaring av uttrykk som blir brukt i rapporten.

Kapittel 4 til 7 omtalar dei tekniske løysingane som er valt for det einskilde kraftverket og ei forklaring av kvifor desse er valt. Kvart enkelt kapittel startar med ein omtale av det eksisterande kraftverket og tilhøyrande magasin. Vidare kjem ein oversikt over dei alternative løysingane som er studert for det kraftverket, og ein gjennomgang av dei designvurderingane som er felles for alle alternativa. Ein diskusjon rundt dei inndata som er omtala i kapittel 3 er ein del av dette. Etter dette følgjer avsnitt med detaljar om kvart av alternativa. Omtalen av kvart alternativ er delt opp i avsnitt om elektromekanisk utstyr og avsnitt om bygningstekniske arbeid.

Sidan den bygningstekniske designen i dei fleste tilfeller er relativt lik for alle alternativa for eit gitt kraftverk er dette omtala mest detaljert i innleiinga av kvart kapittel. I avsnitt for bygningsteknisk design under kvart alternativ er det berre ein kort omtale av kva som er unikt for det gitte alternativet, saman med utvalde tal for alternativet.

Når det gjeld elektromekanisk design er den mest detaljerte omtalen gitt i avsnitta om dei einskilde alternativa, mens det berre er ein kort omtale i innleiinga.

Sist i omtalen av kvart alternativ er det eit kostnadsestimat for alternativet. I slutten av kvart kapittel er det laga eit samanlikning som viser kostnadene for dei ulike alternativa til kraftverket.

Til slutt gir kapittel 8 eit samandrag av resultata og samanliknar kostnadane mellom dei ulike kraftverka og alternativa. Kapitlet inneheld også ein kort diskusjon og nokre konklusjonar.

Legg merke til at data som er presentert i kapittel 4-7 berre er hovuddata for dei ulike alternativa. Bak desse finst det relativt detaljerte design og kostnadsdata. For dei som er interessert i detaljane, er tilleggsinformasjon angående design presentert i Vedlegg 1-4.

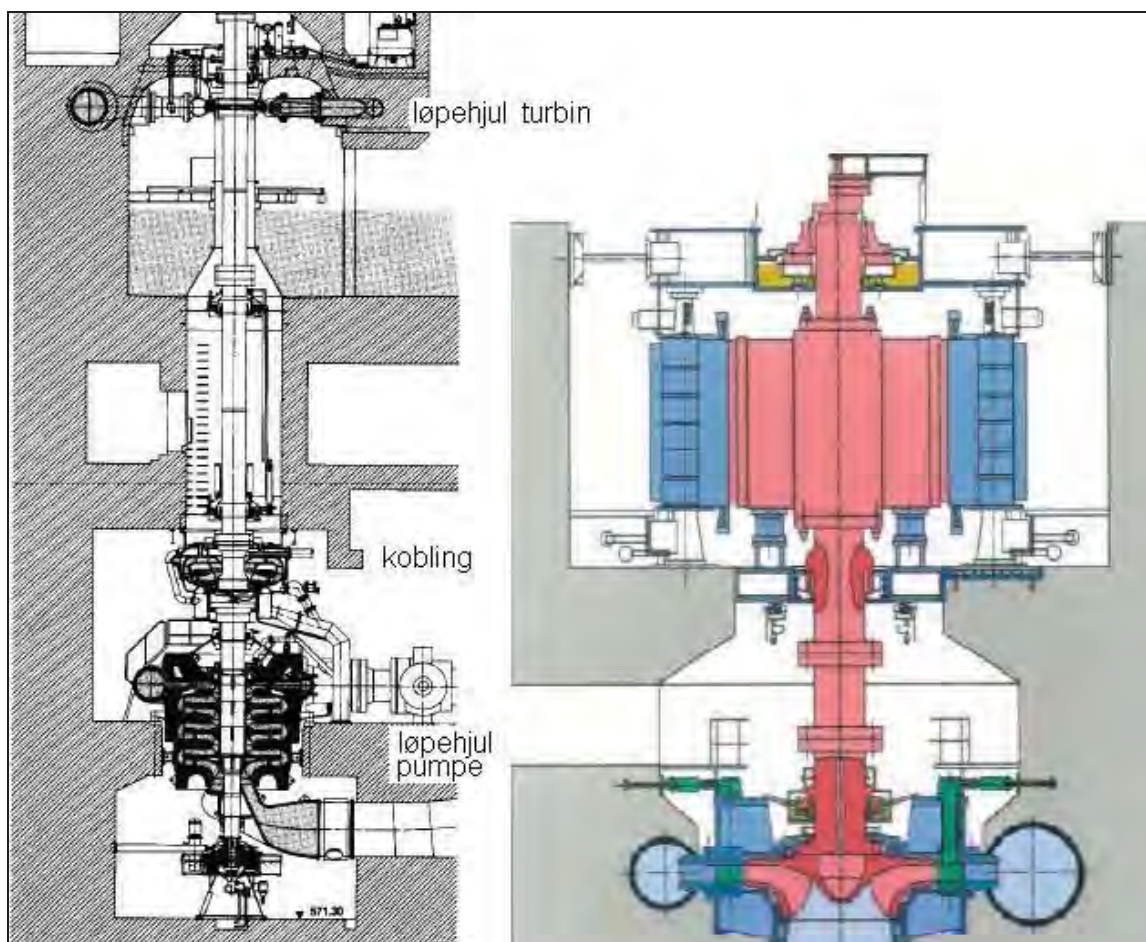
2 TEKNISK BAKGRUNN

2.1 Oversikt

Dette kapitlet omtalar kva for tekniske løysingar for elektromekanisk utstyr som er aktuelle for pumpekraftverk, og generell bakgrunn rundt dette. Kapitlet startar med å presentere dei to hovudtypane løysingar for å kunne oppnå både pumpe og turbindrift i same kraftverk. Vidare kjem noko generell bakgrunn rundt design av pumpeturbinar. Til slutt følgjer ein omtale av teknologien rundt turtalsregulerte aggregat. Dette er ein teknologi som er viktig i dei designløysingene som er valde i denne rapporten, som ein vil sjå i kapittel 4.7.

2.2 Ternære aggregat og reversible pumpeturbinar

Ein pumpeturbin kan enten bli designa som ein reversibel Francis-pumpeturbin eller som eit ternært aggregat med eit løpehjul og ei roterande pumpe på same aksling. Løpehjulet til ein reversibel Francis-pumpeturbin er designa for både turbin- og pumpedrift. For eit ternært aggregat er løpehjulet berre designa for turbindrift, og pumpa berre for pumpedrift. Eksemplar på dei to ulike designa er vist i figur 2.1.



Figur 2.1. Eksempel på ternært aggregat (til venstre) og reversibel Francis-turbin (til høyre) Kjelde. Voith Hydro.

Ternære aggregat er mest nytta for pumpekraftverk med store trykkhøgder ($h > 400 \dots 600$ m) (til dømes i Østerrike og Sveits). Reversibel pumpeturbin er mest nytta ved låge

trykkehøgder ($h < 400 \dots 600$ m). Fordelane med reversible pumpeturbinar er eit kompakt aggregat, lågare investeringskostnadar og lågare kostnadar for vedlikehald og drift. Ei samanlikning av dei to alternativa er vist i tabell 2.1.

Konsept	Ternært aggregat	Reversibel pumpeturbin
Investering	-	+
Plassbehov	-	+
Verknadsgrad	+	-
Innstallsjonsdjup	+	-
Trykkehøg	+	-
Driftskostnad	-	+
Vedlikehald	-	+

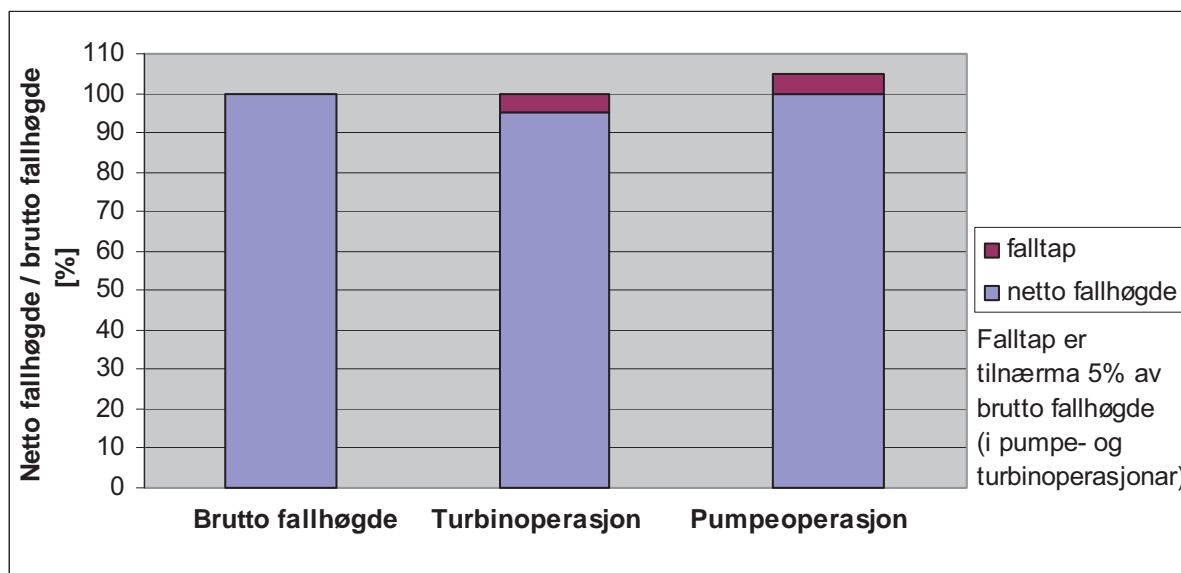
Tabell 2.1. Samanlikning av ternært aggregat og reversibel pumpeturbin.

Alle fire kraftverka presentert i denne rapporten har lågare trykkehøgder enn 350m. Reversibel Francis pumpeturbin verkar da som det beste valet, og har blitt nytta for alle alternativa for dei fire kraftverka.

2.3 Generelt om design av reversible Francis pumpeturbinar

Reversible Francis pumpeturbinar er designa på same måte som konvensjonelle Francisturbinar. Ved at ein endrar rotasjonsretning for ein reversibel pumpeturbin kan den bli nytta til både turbindrift og pumpedrift. Når det gjeld design av løpehjulsskovler må ein inngå eit kompromiss for begge bruksområda.

Trykktapet i tunnel og turbinrøyr har stor innverknad på design av ein reversibel Francis pumpeturbin sidan det reduserer brutto trykkehøg i turbindrift og kjem i tillegg til bruttotrykkehøgda i pumpedrift.

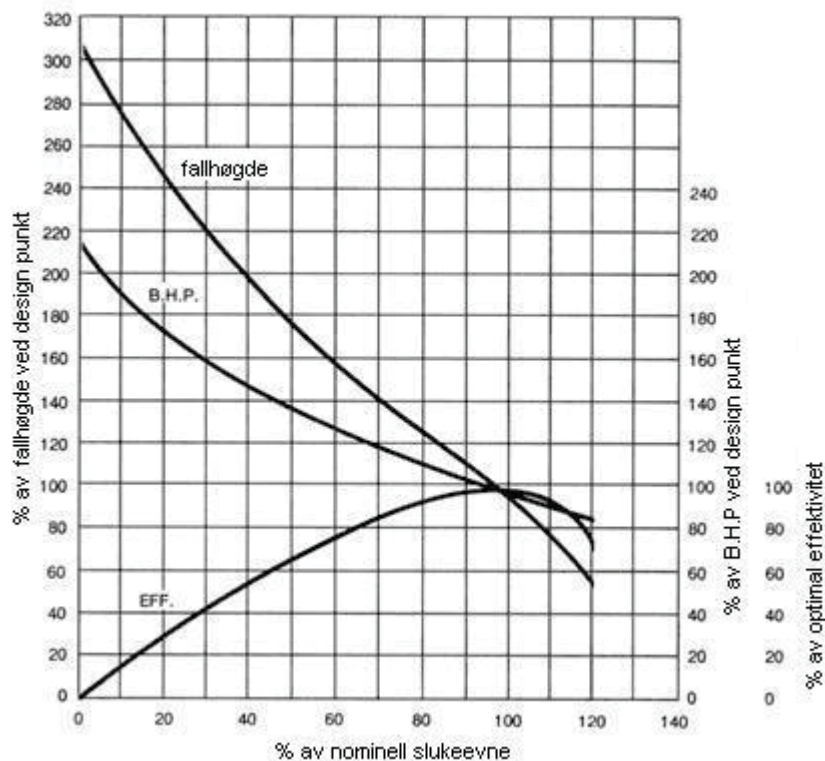


Figur 2.2. Trykktap for turbindrift og pumpedrift.

Netto trykkehøg ved løpehjulet er difor større ved pumpedrift enn ved turbindrift (differanse = trykktap i turbindrift + trykktap i pumpedrift). Dette må takast med i vurderinga ved design av løpehjulet for ein pumpeturbin.

Det kritiske designpunktet er å finne maksimum trykkhøgde i pumpedrift. Dette arbeidspunktet gir designparametrar (løpehjulsdiаметer, turtal) til pumpeturbinen. Sidan det er avgjerande å oppnå maksimal trykkhøgde under pumpedrift, må turbinen designast for ei høgare trykkhøgde enn det ein faktisk vil oppleve under drift. Dette betyr at under turbindrif går turbinen med lågare trykkhøgde enn den er designa for, og med noko lågare verknadsgrad. For å oppnå maksimal verknadsgrad i turbindrif, bør turbinen køyrast med eit turtal som er litt lågare enn det den er designa for ($n_{opt} < n_{sync}$).

I turbindrif kan ein reversibel Francisturbin bli drifta som ein konvensjonell Francisturbin. Det vil si at ein kan justere levert effekt ved konstant trykkhøgde ved å endre ledeskovlopinga. I pumpedrift er det derimot slik at effekten blir bestemt av pumpekararakteristikken for pumpa (som for ei konvensjonell pumpe).



Figur 2.3. Pumpekararakteristikk. Kjelde: www.gouldspumps.com.

Pumpekararakteristikken gir ein direkte samanheng mellom trykkhøgde, slukeevne og effekt for ei gitt pumpe. For ei gitt trykkhøgde er slukeevna bestemt av karakteristikken. Dette gjer at ein får ein fast effekt i pumpedrift som ikkje kan varierast. Med ein pumpeturbin med fast turtal finst det altså inga moglegheit for å kunne regulere effektforbruket med konstant trykkhøgde.

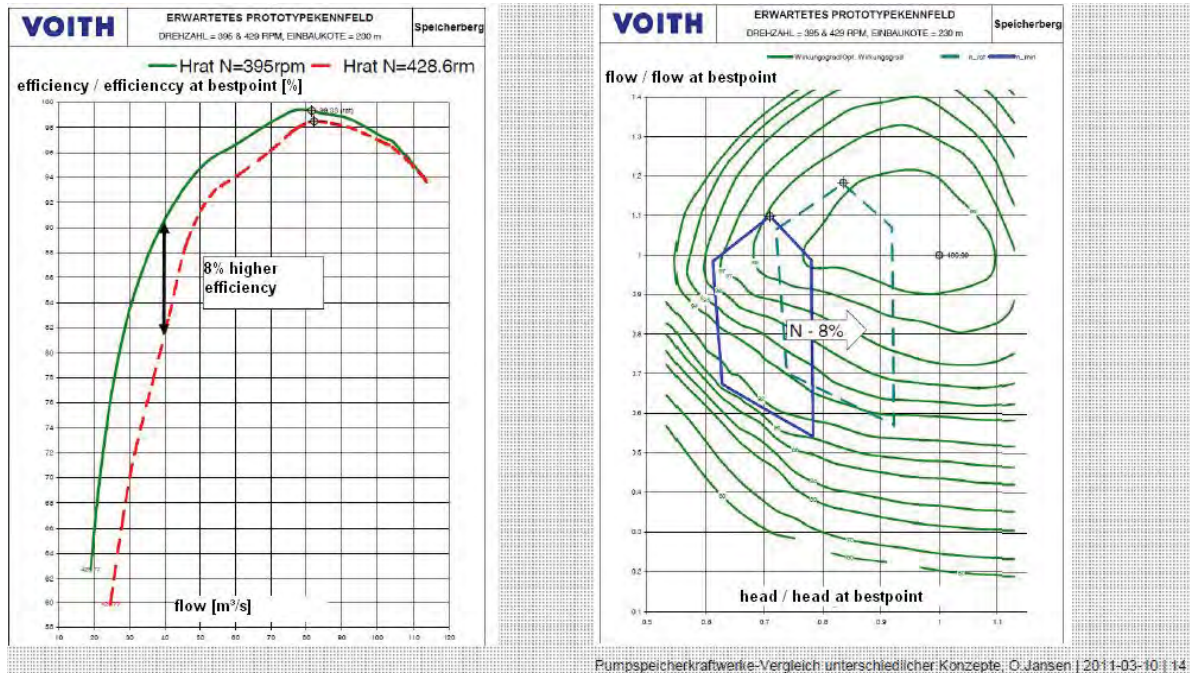
2.4 Turtalsregulert pumpeturbin

I løpet av dei 10 seinaste åra har nesten alle dei store turbinprodusentane (Voith, Andritz Hydro, ALSTOM) brukt store ressursar på å utvikle turtalsregulerte pumpeturbinar.

Fordelane med turtalsregulerte einingar er lista opp i dei neste avsnitta.

2.4.1 Turbindrift

- turbinen kjørast med optimalt turtal (sjå kapittel 2.3; $n_{opt} < n_{sync}$).
- høgare verknadsgrad (spesielt ved dellast)
- mindre vibrasjon og støy (spesielt ved dellast)
- lågare minimumseffekt enn turbinar med fast turtal



Figur 2.4. Turbindrift for turbin med fast turtal og for turtalsregulert turbin.

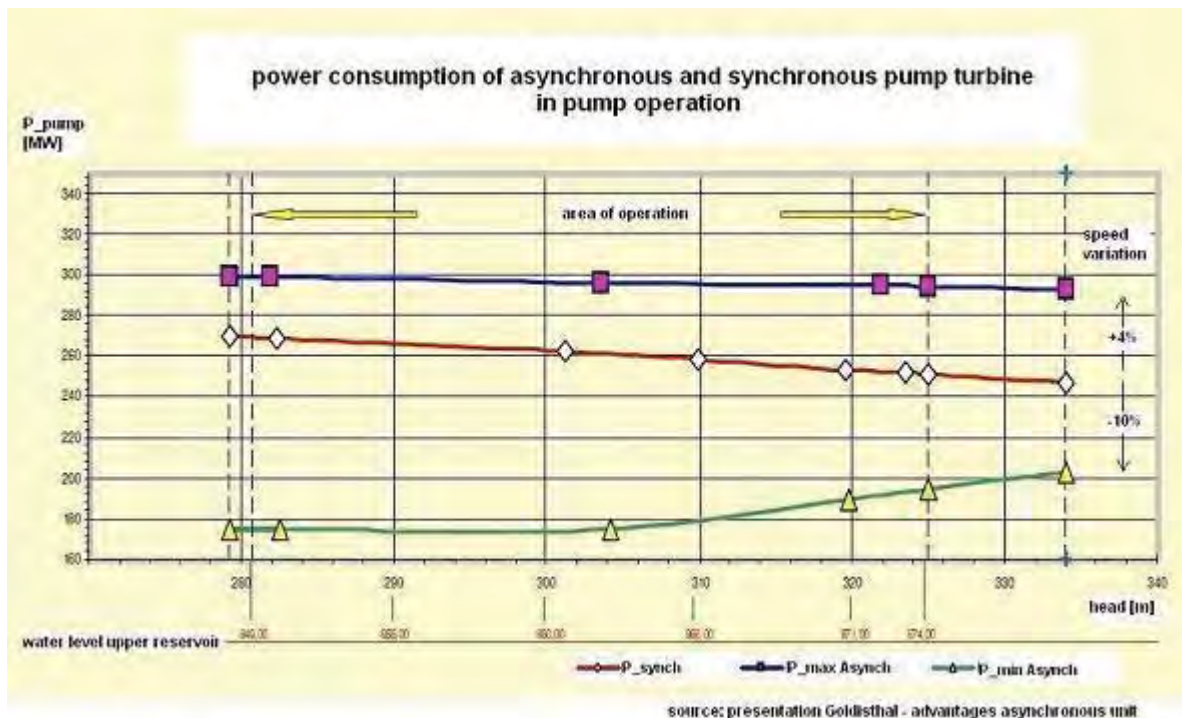
Sidan turbinen er designa for litt for høg trykkhøgde, medfører dette at optimal trykkhøgde også er satt for høgt. Driftsområdet (blått felt i høgre diagram i figur 2.4) for turbinar med fast turtal ligg relativt langt unna hydraulisk bestpunkt. Dette medfører at ein pumpeturbin med fast turtal ikkje køyrast med optimalt turtal ($n_{opt} < n_{sync}$). Ved at ein senker turtalet til ein turtalsregulert pumpeturbin flyttar ein også driftsområdet, noko som medfører betrakteleg høgare verknadsgrad, spesielt ved dellast (figur 2.4). Aukinga av verknadsgraden er større enn tapa for frekvensomformaren som ein treng for ein turbin med asynkron motor-generator. Dette medfører at den totale verknadsgraden for turtalsregulerte pumpeturbinar i turbindrift er høgare samanlikna med synkrone motor-generator konsept.

2.4.2 Pumpedrift

Den store fordelen med turtalsregulering er at effektforbruket ved konstant trykkhøgde kan varierast.

Ved å auke turtalet ved konstant trykkhøgde, vil volumstraum og effektforbruket auke. Ved å redusere turtalet ved konstant trykkhøgde, kan volumstraum og effektforbruk bli redusert.

Figuren under viser driftsområde for ein turtalsregulert pumpeturbin (eksempel frå pumpekraftverket Goldisthal, $P = 265$ MW, $h = 300$ m, $n_{sync} = 333$ rpm).



Figur 2.5. Pumpedrift for ein turbin med fast turtal og for ein turtalsregulert turbin.

Den raude linja i figur 2.5 viser pumpekarakteristikken til ein turbin med fast turtal. Effektforbruket avhengjer berre av trykkhøgda.

Den blå linja viser effektforbruket med eit turtal 4% over synkront turtal. Det som sett øvre grense er at generatoren ikkje er større enn 300 MVA.

Den grønne linja viser effektforbruket med eit turtal 10% under synkront turtal. Dersom trykkhøgda passerer 300 m vil minimum turtal bli avgrensa av at det oppstår kavitasjon på løpehjulsskivene.

Med ein turtalsregulert pumpeturbin er det altså mogleg å variere effektforbruket. Dette medfører fleksibel drift av pumpeturbinen også i pumpedrift.

Andre fordelar i pumpedrift er dei same som for turbindrift

- pumpe driftast med optimalt turtal
- høgare verknadsgrad (spesielt ved ekstremt store og låge trykkhøgder)
- mindre vibrasjon og støy

2.4.3 Alternativ for turtalsregulerte pumpeturbinar

Turtalsregulerte pumpeturbinar kan bli drifta både med synkron- og asynkrongenerator. Begge løysingar krev frekvensomformar:

- På statorsida – synkron generator, frekvensomformar tilpassa full effekt frå generatoren

- På rotorsida – asynkron generator, frekvensomformar tilpassa behovet for turtalsregulering.

På grunn av avgrensingar i design, finst det ikkje frekvensomformarar som er større enn ca. 100 MW. Av økonomiske grunnar bør ein for medium og store aggregat vurdere eit design med asynkron generator. Føljande tre konsept er brukt i denne rapporten:

Francis pumpeturbin, synkrongenerator med konstant turtal

<ul style="list-style-type: none"> + Kjent og påliteleg teknologi + Låg pris + Energigjenvinning ved bremsing (med startomformar) 	<ul style="list-style-type: none"> - Avgrensa driftsområde ved turbindrift - Konstant last i pumpedrift
--	---

Francis pumpeturbin, synkrongenerator og frekvensomformer, variabelt turtal

<ul style="list-style-type: none"> + Fleksibelt driftsområde i turbin- og pumpedrift + Ingen ekstra oppstartsomformar + Energigjenvinning ved bremsing + Driftsendring kan skje med fylt vassveg + Standard synkrongenerator er billigare + Ikkje behov for separat rotortransformator og omformar + Mindre vedlikehald for synkron generator + Ikkje naudsynt med tilleggsutstyr for luftinnblåsing 	<ul style="list-style-type: none"> - Kostnad for tilleggsutstyr (frekvensomformar, statortransformator) - Produksjonsgrense på ca. 100 MW for omformar - Stasjonstrafo må koplant til nettet, ekstra felt i koplingsanlegget er naudsynt
--	---

Sidan frekvensomformaren er koplant direkte til hovudtransformatoren, kan ikkje stasjonstransformatoren koplant til hovudtransformatoren, men må koplant til nettet. Dette medfører at stasjonstransformatoren må skalerast for høgare spenning og krev eit ekstra felt i koplingsanlegget. Dette gjer at investeringskostnadene for stasjonsforsyning vil auke betrakteleg. Løysinga er difor berre akseptabel for kraftverk med fleire turbinar, elles vil investeringskostnadene bli for høge.

Francis pumpeturbin, asynkron generator og variabelt turtal

<ul style="list-style-type: none"> + Fleksibelt driftsområde i turbindrift og pumpedrift + Turbin > 100MW er mogleg +Energigjenvinning ved bremsing 	<ul style="list-style-type: none"> - Høgare kostnadar for asynkron generator - Lengre og større generator - Separat rotortransformator og omformar er naudsynt
---	---

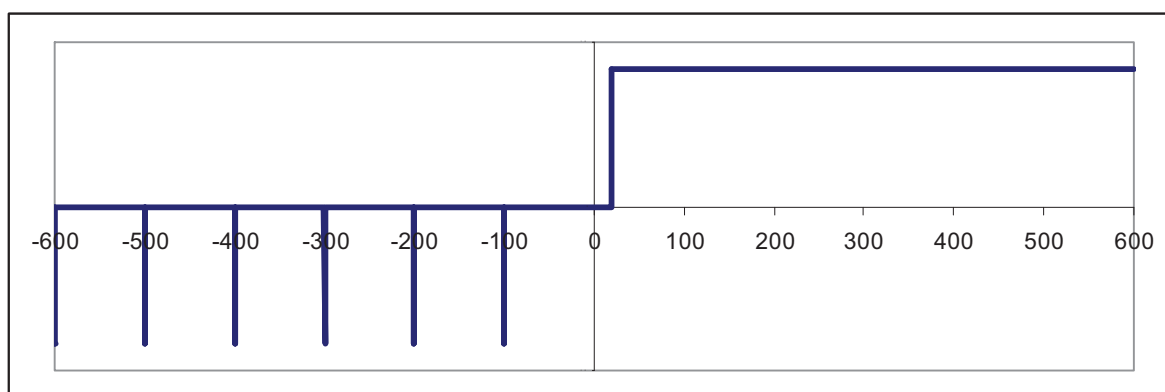
	<ul style="list-style-type: none"> - Komplisert kollektorovergang - Meir og komplisert vedlikehald samanlikna med for synkron generator
--	---

2.4.4 Tal på turtalsregulerte aggregat

Når det er installert meir enn to turbinar i kraftstasjonen, bør berre to av dei prosjekterast med turtalsregulering for å oppnå fleksibilitet. Dei resterande turbinane kan prosjekterast med fast turtal så lenge dei klarar å handtere variasjonen i trykkehøgda. Ein tredje turbin med turtalsregulering vil berre i liten grad forbetre fleksibiliteten, men vil medføre ikkje naudsynte kostnader. Turbinar med konstant turtal nyttast til å utvide driftsområdet for å oppnå høgare effektuttak. Turbinar med fast turtal vil ha noko dårlegare verknadsgrad ved høge og låge trykkehøgder, men investeringskostnaden for turtalsregulering vil truleg ikkje forsvare seg.

Turtalsregulering er spesielt viktig i pumpedrift. Effektforkonet til eit aggregat med konstant turtal kan ein ikkje kontrollere sidan det er bestemt av trykkehøgda og den tilhøyrande slukeevna. Om ein kan variere turtalet med +/- 10%, kan effektforkonet med dagens teknologi varierast +/- 30% i høve nominelt effektforkonet. Det er difor mogleg å komme ned i ca. 60% av maksimalt effektforkonet i pumpedrift. Kraftstasjonen kan da tilpasse seg ulike behov i nettet under pumpedrift. Nedanfor er det vist to eksempel med 6 aggregat, eit kor alle aggregata har konstant turtal, og eit kor to aggregat har turtalsregulering.

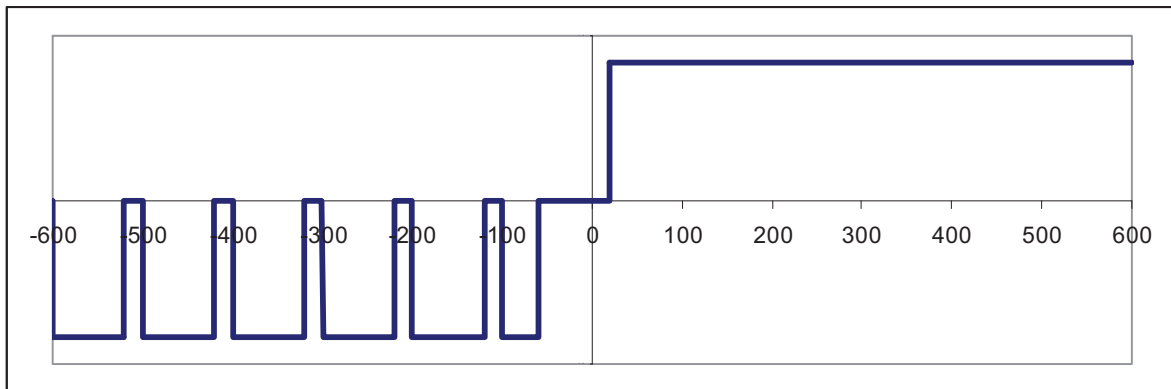
Driftsområde for 6 turbinar med fast turtal



Figur 2.6. Driftsområde for 6 aggregat med konstant turtal.

Alle pumpeturbinane kan berre operere med nominell effekt i pumpedrift. Pumpeturbinane kan ikkje tilpassast nettkrav i pumpedrift.

Driftsområde for 6 turbinar med turtalsregulering



Figur 2.7. Driftsområde for 6 turtalsregulerte aggregat.

Dei to turbinane med turtalsregulering kan kvar for seg bli drifta mellom -60% og -100% av maksimum effektforbruk i pumpedrift. Det vil si at to turbinar saman kan driftast mellom 120% og 200% av nominell effektforbruk. Det resterande området mellom -100% og -120% kan ikkje bli handtert av to turbinar med turtalsregulering fordi turtalet pr. i dag ikkje kan varierast mein enn ca. +/- 10%. Men utviklinga i framtida (ny utforming av løpehjulsskovlar) vil truleg medføre at pumpeturbinar kan driftast med 50% last i pumpedrift.

For å utvide driftsområdet kan pumpeturbinar med fast turtal som blir drifta ved nominell effekt (-100%) bli koplta til nettet. Dei to pumpeturbinane med turtalsregulering kan regulere mellom -320% og 400%, 420% og 500% osv. Ein tredje pumpeturbin med turtalsregulering ville gjort det mogleg å regulere mellom -200 % og 220 % men ville medført mykje høgare installasjonskostnadar.

3 METODE

3.1 Dimensjonering

3.1.1 Prinsipp

Optimal dimensjonering av eit norsk pumpekraftverk kjem an på fleire faktorar slik som framtidig variasjon i straumpris på time, døgn og sesongbasis, betalingsvilje for reservekraft og balansenester, lokal og regional nettkapasitet, utvikling av fornybar energiproduksjon i same område, og overføringslinjer mellom Noreg og kontinentet. Som nemnt i avsnitt 1.3 er det utanfor denne studien sitt omfang å analysere desse faktorane og føreslå økonomisk sett optimale dimensjonar for kraftverka. I staden har ein brukt ei forenkla tilnærming med enkle tommelfingerreglar for samheng mellom slukeevne og magasinvolym. For kvart av dei fire kraftverka, har ein vurdert minst tre alternativ med ulik kapasitet. Som eksempel på store kraftverk som kan regulere innanfor svært kort tid, har ein brukt ei slukeevne som svarar til å tømme det minste magasinet på 24 timar. Som eksempel på kraftverk med evne til å regulere innanfor dagar har ein valt slukeevne som svarar til tømning av det minste magasinet på 72 timar. Slik 3 dagars lagringskapasitet er ofte brukt som tommelfingerregel for pumpekraftverk som blir bygd for å balansere produksjonen frå vindkraftverk. Som eksempel på kraftverk med sesongmessig regulering er det valt slukeevne tilsvarande tømning av minste magasin på 60 dagar (1440 timar).

3.1.2 Utrekning

Prinsippet frå 3.1.1 er brukt til å rekne ut slukeevna for dei ulike alternativa på følgjande måte: Først finn ein tilgjengeleg arbeidsvolum basert på volum i magasin, og eigenskapane til tilgjengelege pumpeturbinar.

Deretter blir nominell slukeevne rekna ut som den gjennomsnittlege volumstraumen som må til for å tømme arbeidsvolumet på 24, 72 eller 1440 timar avhenging av alternativ. Utrekning av gjennomsnittleg volumstraum er forklart nærare i avsnitt 3.2.2. Utrekning av arbeidsvolum for det einskilde alternativet er vist i innleiingsdelen i kapittel 4-7.

3.2 Design av elektromekanisk utstyr

3.2.1 Designsteg

Utforming av det elektromekaniske utstyret i pumpekraftverka er utført i fem steg:

1. Rekne ut dei viktigaste designparametrane
2. Utrekning av effekt
3. Finne tal på- og type aggregat
4. Design av pumpeturbinane
5. Design av elektrisk utstyr

3.2.2 Designparametrar

Dei viktigaste parametrane for design av ein pumpeturbin er trykkhøgde og slukeevne. Som forklart i avsnitt 3.1 har ein i den rapporten valt å la slukeevna blir bestemt av arbeidsvolumet. Korleis kvar av desse storleikane blir funne er forklart under.

Trykkehøg

Pumpeturbinane er designa for å kunne handtere heile variasjonen i trykkehøg som oppstår når magasinnivåa i øvre og nedre magasin varierer mellom HRV og LRV, så sant dette er mogleg. Om den relative variasjonen i trykkehøg er for stor, slik som for Blåfalli V, finst det ikkje pumpeturbinar på marknaden som klarar å dekke heile variasjonen. I dette tilfellet er det valt ein turbin som dekker så stor del av variasjonen som mogleg.

I utgangspunktet er det ønskeleg at turbinane går på høgast mogleg trykkehøg, men sidan vasstanden i magasinane kan variere gjennom året, må turbinane vere designa for å takle lågare trykkehøgder også.

Med bygging av pumpekraftverk vil vasstanden i magasinane gjennom året avvike frå det som er tilfelle i dag. Dette kan påverke eksisterande kraftverk i systemet. Som nemnt tidlegare er ikkje denne påverkinga vurdert i denne rapporten, men vil vere naudsynt å sjå på seinare.

Arbeidsvolum

Arbeidsvolumet er vassvolumet som kan flyttast rundt i systemet. Om ein finn ein turbin som klarar heile variasjonen i trykkehøg mellom dei to magasinane, vil arbeidsvolumet vere likt volumet mellom HRV og LRV i det minste magasinet.

Dersom variasjonen i trykkehøg er for stor til at han kan handterast av turbinen, må ein bruke magasinkurvane for magasinane til å finne kor stort volum som ligg innafor den variasjonen i trykkehøg som turbinen klarar å handtere.

Slukeevne

For å utnytte kapasiteten til pumpeturbinen best mogleg, er alle aggregat designa slik at dei har same effekt/effektforbruk under pumpedrift som i turbindrif. På grunn av falltap blir da nominell slukeevne i pumpedrift lågare enn i turbindrif, som forklart i avsnitt 2.3. Som utgangspunkt for dimensjonering av pumpeturbinen har ein valt å bruke gjennomsnittet av slukeevne i turbinmodus og slukeevne i pumpemodus (Q_{snitt}). Designpunktet til pumpeturbinen er sett slik at aggregatet treng 1 dag/3 dagar/60 dagar på å flytte arbeidsvolumet med den gjennomsnittlege volumstraumen Q_{snitt} . Sidan totalverknadsgrad i pumpemodus er omtrent 90%, blir nominell slukeevne i pumpedrift omtrent 10% mindre enn Q_{snitt} . Kraftverket treng difor 10% meir tid for å overføre arbeidsvolumet frå nedre til øvre magasin. På grunn av tap, vil nominell slukeevne i turbindrif på same måte bli omtrent 10% større enn Q_{snitt} for å oppnå nominell effekt. Dette betyr at arbeidsvolumet kan tømast frå øvre magasin på ca. 90% av designtida.

Om ein i staden hadde designa pumpeturbinen for konstant slukeevne i pumpe- og turbindrif, ville nominell effekt vore omtrent 20% høgare i pumpedrift enn i turbindrif. Da ville alt elektrisk utstyr måtte designast for 120% av nominell effekt i turbindrif. Dermed hadde ein fått ein generator, transformator og alt relatert utstyr som var overdimensjonert i høve det som var naudsynt i turbindrif.

3.2.3 Total effekt

Total nominell effekt i kraftverket blir rekna ut som produktet av Q_{snitt} , gjennomsnittleg trykkehøg, tettheita til vatn og gravitasjonskonstanten. Total nominell effekt er brukt til å finne talet på aggregat i kraftverket, og til å designe det elektriske utstyret.

3.2.4 Tal på og type aggregat

Når designparametrane i 3.2.2, og total effekt er bestemt, er neste steg i designprosessen å finne talet på aggregat effekten skal fordelast på, og kva for type desse skal vere.

Føljande kriterium har blitt brukt for å finne kor mange aggregat som skal nyttast: Effekten i eit enkelt aggregat bør ikkje vere større enn 250 MW, diameteren på løpehjulet bør ikkje vere større enn 7 m, og det bør vere minst 4 eller 6 aggregat for 1-dags alternativet, 2 eller 4 aggregat for 3-dagars alternativet og 1 eller 2 aggregat for 60-dagars alternativet.

Endeleg tal på aggregat kjem an på kor fleksibelt ein krev at kraftverket skal vere. Fleire små aggregat gir eit vidare driftsområde enn færre store aggregat, spesielt i pumpedrift.

Ein annan måte å få større fleksibilitet på, er å bruke turtalsregulerte aggregat, som forklart i avsnitt 2.4. På grunn av dei store fordelane ein får med slike aggregat, er det brukt turtalsregulerte aggregat i alle alternativa i denne rapporten. I kraftverk med meir enn to aggregat, er det likevel som regel berre to aggregat som er designa med turtalsregulering. Grunngeving for dette finst i avsnitt 2.4.4. Unntaket er Blåfalli V kor alle aggregata er designa med turtalsregulering for å kunne dekke så stor variasjon i trykkehøgnd som mogleg.

3.2.5 Design av pumpeturbinane

Når det er bestemt kor mange aggregat stasjonen skal ha, blir hovuddimensjonane til kvar turbin funne gjennom å samanlikne med eksisterande pumpekraftverk, og rekna ut på nytt i eit designprogram. I dei fleste tilfella vil endeleg slukeevne avvike noko frå den teoretiske verdien, som er forklart i avsnitt 3.2.2 under slukeevne. Dette er på grunn av at dei ulike dimensjonane på turbinen må tilpassast realistiske og innbyrdes kompatible verdiar.

3.2.6 Design av elektrisk utstyr

Oversikt

Generatorar og elektrisk utstyr er designa etter føljande kriterium:

Sidan situasjonen i nettet ikkje er vurdert i denne rapporten, er generatorane designa med ein effektfaktor på $\cos \varphi = 0,8$ for synkrongeneratorar og $\cos \varphi = 0,85$ for asynkrongeneratorar. Etter som pumpekraftverk gjerne brukast til å stabilisere nettet er effekt faktoren ofte lågare enn for elvekraftverk.

For kraftstasjonar med total effekt opp til 300 MW, er hovudtransformatoren designa med 132 kV spenning på nedstraumssida. Stasjonar som er større enn 300 MW er designa med 420 kV transformator.

Sidan elektrisk utstyr utgjer ein betydeleg del av dei totale kostnadane for eit pumpekraftverk, følger her ei samling avsnitt som omtalar design av dei ulike komponentane meir i detalj.

Elektriske system for kvart aggregat

Generator

Generator er dimensjonert ut i frå referanseprosjekt. Når ein ikkje har funne relevante referanseprosjekt, er Esson-nr. C brukt til å finne hovuddimensjonar. Vekt er estimert ved hjelp av spesifikke vektorer. Spenningsnivå på generator er valt med tanke på å balansere isolasjonsslitasje, varmetap og utprøvd teknologi (referanseprosjekt). Aggregat med fast turtal er designa med synkrongenerator, og aggregat med turtalsregulering med asynkrongenerator.

Frekvensomformarar

Frekvensomformarar er brukt for oppstart i pumpemodus, bremsing med energigjenvinning, og turtalsregulering i turbin- og pumpedrift.

Frekvensomformarar på turtalsregulerte aggregat er tilpassa reguleringsområdet: turtalsregulering på +/- 10% krev at omformaren leverer omtrent 30% av aggregateffekten.

Frekvensomformarar på aggregat med fast turtal er tilpassa tregheitsmomentet til turbinen og generatoren (for oppstart og bremsing). Oppstart skjer i luft.

Høgspenbrytarar

Alle aggregat er utstyrt med eit høgspent brytarsystem, inkludert:

- Generator effektbrytar: vacuumtype (aggregat opp til 150 MW) eller SF6 type (aggregat >150 MW)
- Elektrisk bremsekopling
- Faseomkoplar for å endre omdreiningsretning på aggregatet

For små og middels store aggregat kan ein plassere brytarane i eit felles skap for å spare plass. Designen kan også tilpassast lokale behov. Ulike typar tilkopling til generatorsamleskinne er mogleg: Kabel, isolert samleskinne eller metallomslutta samleskinne.

Store aggregat er utstyrt med eit modulbasert skapsystem som treng meir plass. Kvar brytar har avskilte fasar og er plassert i sitt eige skap, kopla til ei metallomslutta generatorsamleskinne.

Hovudtransformator

Alle aggregat er kopla til ein hovudtransformator. Hovudtransformator er installert i eit eige transformatorrom. For å redusere varmetap er transformatorane vasskjølte. Elles er transformatorane spesifisert som følger:

- Oljeisolert
- Utstyrt med linningskoplar
- Trefasedesign. For spesielle behov (for eksempel transportstorleik) er einfasedesign mogleg.
- Spenningsnivå på 132 eller 420 kV

Kontrollanlegg

Kontrollanlegget inkluderer maskinvarevern, måling, manøvrering og datalogging for kvart aggregat. Hovudeigenskapane er:

- Redundant CPU og samleskinne
- Desentraliserte målarar
- Fjernstyring

Elektrisk vern

Systemet vernar dei mest verdifulle komponentane; generator og hovudtransformator. Hovudeigenskapane er:

- Digitale numeriske relevern
- Designa for både produksjon og forbruk i aggregatet
- Redundante¹ relevern for generator og hovudtransformator

Magnetiseringssystem

Aggregat med fast turtal (synkron generator) treng eit likestraums magnetiseringssystem som inkluderer magnetiseringstransformator og kraft tyristor. Oppstart og bremsing blir magnetisert separat Effekten som magnetiseringa brukar er omtrent 1% av aggregateffekten.

Generelle elektriske system

Stasjonstransformator

Stasjonsforsyning blir levert via stasjonstransformatorar kopla til generatorsamleskinna. Om spenningsnivået på generator og stasjonsforsyninga er det same (dvs. små aggregat) kan ein eventuelt bruke ein straumavgrensande reaktor i staden. Hovudeigenskapane er:

- Nedgang frå spenningsnivå for generator til spenningsnivå på stasjonsforsyninga
- Straumavgrensing (kortslutning) for hjelpekraft
- Oljeisolert/tørrisolert design mogleg
- Redundant design

Hjelpesystem

Hjelpesystemet består av middels- og lågspente koplingsanlegg, lågspente transformatorar, likestraumsanlegg og kraftkablar.

Koplingsanlegg, middels spenningsnivå

- For kraftoverføring mellom stasjonstransformatorar til maskinsal, inntak og utlaup og driftsbygningar i dagen
- Vanleg spenningsnivå: 10 eller 6 kV
- Koplingsanlegg som luftisolert eller SF6 design

Lågspent koplingsanlegg

- For forsyning av hjelpesystem: blåsemaskin/kompressor, trykkoljeanlegg, kjølevatn
- For forsyning av generelle hjelpesystem: tømning av vassveg, belysning, ventilasjon
- Spenningsnivå: 0,4 eller 0,69 kV

¹ Redundans er nytta fleire stadar i utforming av elektrisk utstyr i denne rapporten. Med redundans meiner ein at det finst eit ekstra system eller ei ekstra eining i bakhand som tek over om det oppstår feil på eininga som er i bruk.

Lågspenningstransformatorar

- For transformering mellom lågspent og middels spenningsnivå
- Vanleg ratio: 10 (eller 6) kV / 0,4 (eller 0,69) kV

Likestraumsanlegg

- For forsyning av hjelpe- og kontrollspenning for vern, I&C-system, kontrollsystem, koplingsanlegg og spenning til sikkerheitsrelaterte installasjonar
- Redundant design
- Vanleg spenningsnivå: 220 eller 110 VDC, sentralt
- Desentraliserte 24 VDC system mogleg

3.3 Design av bygningstekniske arbeid

3.3.1 Designsteg

Design av dei bygningstekniske arbeida er utført i tre steg for kvart av dei vurderte alternativa:

- Evaluering av dei viktigaste designparametrane
- Val av trase for vassvegen
- Design av vassveg og kraftstasjon

3.3.2 Designparametrar

Eksisterande kraftverk

Eksisterande kraftverk blir studert for å sjå om det er mogleg å bruke noko av eksisterande vassveg i det nye pumpekraftverket. Dei fire eksisterande kraftverka det er sett på i denne rapporten er relativt små samanlikna med magasinane, og eksisterande slukeevne er mykje mindre enn det som er føreslått for dei fleste alternativa av pumpekraftverk. Løysinga har difor generelt vore å designe fullstendig ny vassveg og kraftstasjon uavhengig av dagens anlegg. Derimot har ein valt å behalde eksisterande dammar (med unntak av for eit alternativ i Trollfjord, sjå avsnitt 6.5).

I tillegg til at slukeevna til pumpekraftverka er større enn i dagens anlegg, sett dei nye anlegga krav til utforming av inntak og utlaup, lokalisering av luker, vertikal lokalisering av kraftstasjonen (sjå siste avsnitt) og andre tihøve.

I nokre tilfelle gir 60-dagars alternativet ei slukeevne som er i same størrelsesorden som dagens slukeevne i anlegget. I desse tilfella er det prøvd å bruke delar av eksisterande vassveg i den nye layouten.

Tilkomst

Eksisterande vegar og hamner i prosjektområdet blir vurdert.

Koplingsanlegg

Generelt har ein valt layout som gjer at nytt koplingsanlegg kan plasserast der eksisterande koplingsanlegg eller tilkoplingspunkt er.

Topografi

Topografien i prosjektområdet blir vurdert for å finne tunneltrase som har tilstrekkeleg overdekning.

Geologi

Ein gjer ei enkel vurdering av geologien i prosjektområdet ved hjelp av offentleg tilgjengelige geologiske kart frå NGU saman med eventuell informasjon om geologien som eigar av kraftverket har gjort tilgjengeleg.

Vurderinga av geologien blir brukt til å finne trase for vassvegen, samt til å vurdere om fjellkvaliteten er god nok til at ein kan bruke uføra tunnelar.

Input frå design av pumpeturbinen

Slukeevne og tal på aggregat er viktige inndata i design av vassveg og stasjon. I tillegg er naudsynt installasjonsdjup for pumpeturbinen ein viktig parameter. Dette er eit tal som kjem ut av designprogrammet for pumpeturbinane. Talet avgjer på kva høgd kraftstasjonen må ligge, og påverkar dermed også utforminga av vassvegen. Installasjonsdjupet for pumpeturbinen er alltid lågare enn lågaste moglege nivå på det nedre magasinet.

3.3.3 Trase for vassvegen

Ideelt sett legg ein vassvegen langs kortaste rute mellom dei to magasinane. Ofte er det likevel at andre trasear må vurderast. Det kan for eksempel vere fordi ein har geologiske forkastingar som kryssar kortaste trase, eller at installasjonsnivået til pumpeturbinen ligg lågt i høve avstanden mellom magasinane. I val av trase ser ein også på tilkomst og nettilkopling.

3.3.4 Design av vassveg og kraftstasjon

Når designparametrane i 3.3.2 er vurdert og trase for vassvegen bestemt, blir vassveg og kraftstasjon designa ut i frå følgjande kriterium:

- Tverrsnittsareal i tunnelar og røyr blir tilpassa slik at falltap i vassvegen blir mindre enn 5% av netto trykkhøgde
- Diameter på trykkørør får ikkje bli større enn største tilgjengelege diameter på spjeldventilar (6,5-7 m)
- Det er planlagt råsprengte tunnelar utan føring (unntatt Blåfalli V, sjå 7.2.3)
- Største tverrsnittsareal på tunnelane er 140 m². Større tverrsnitt gir forholdsmessig dyrare løysingar
- Lange tunnelar er planlagt med eit minimumstverrsnitt på 20 m². Mindre tverrsnitt enn det er vanlegvis vanskeleg å drive
- Utløpstunnel får ein diameter som er 1,2 gongar større enn tilløpstunnelen
- Plassering av kraftstasjonen kjem an på naudsynt installasjonsdjup for pumpeturbinen

3.4 Utrekning av kostnadar

Kostnadar for det elektromekaniske utstyret er først gjort med utgangspunkt i NVE sitt ” *Konstnadsgrunnlag for vannkraftanlegg*”. Verdiane frå kostnadsgrunnlaget er så justert i høve kostnadar for nyleg bygde kraftverk eigd av Vattenfall (for eksempel Goldisthal), budsjetterte kostnadar frå andre prosjekt under planlegging, og budsjettprisar frå leverandørar. Budsjettprisar er naudsynte fordi kostnadar for pumpekraftaggregat i stor grad kjem an på den spesifikke designen og forholda i det spesifikke prosjektet.

Sidan elektromagnetisk utstyr for pumpekraftverk (for eksempel frekvensomformarar og instrumentering og kontroll) dessutan er i rask utvikling, vart det tatt kontakt med leverandørar for å få budsjettprisar basert på den informasjonen og dei prislisterne dei har. For elektrisk utstyr kjem kostnaden i stor grad an på kva for krav eigaren har til redundans og sikkerheit i systemet.

Kostnad for stålkonstruksjonar (røyr og bifurkasjonar) er estimert med spesifikke prisar og utrekna stålmengde basert på naudsynt tjukkeleik på røyra.

For vidare diskusjon i rapporten kan det vere greitt å merke seg at kostnad for ein asynkron generator er omtrent 30% høgare enn for ein synkron generator.

Kostnad for bygningstekniske arbeid er basert på berekna volum (betong og sprenging) og kostnad pr. volumeining frå ” *Konstnadsgrunnlag for vannkraftanlegg*”.

Kostnad for nye tilkomstveggar er vurdert å ligge utanfor omfanget av rapporten, og ikkje tatt med unntatt for Trollfjord kor ein ny tilkomsttunnel til magasina er tatt med. I dei andre prosjektområda finst det veggar og anleggsveggar for tilkomst i dag. Desse vil ein truleg måtte oppgradere for bygging av pumpekraftverka, men kor store tiltak som må til er vanskeleg å avgjere før ein har sett anlegga.

Andre kostnadar som ikkje er tatt med er kostnad for nettilknytning og forsterkingar i nettet, samt kostnad for eventuelle produksjonstap i kraftverk nedstraums under bygging og drift av pumpekraftverka.

I tillegg til kostnad for elektromekanisk utstyr, stålkonstruksjonar og bygningstekniske arbeid, er det lagt til 10% for planlegging og administrasjon og 15% for usikkerheit. Renteutgifter under bygging er rekna ut frå ei rente på 6% og byggetid på 3-4 år.

3.5 Ordliste

I tabellar og figurar gjennom rapporten er det nytta ulike uttrykk og forkortingar som kan krevje forklaring. Under er det satt opp ein oversikt:

Naudsynt brutto trykkehøgda: Høgdeforskjelen mellom vasstand i øvre og nedre magasin, eller med andre ord trykkehøgda som pumpe må pumpe vatnet opp.

Nominell effekt: Er effekten i kraftverket når det blir køyrt med nominell trykkehøgda og nominell slukeevne.

Nominell trykkehøgda: Trykkehøgda som turbinen er designa ut i frå.

Nominell slukeevne: Er sett slik at gjennomsnittet av nominell slukeevne i turbinmodus og nominell slukeevne i pumpemodus svarar til tømning eller fylling av magasinet på 1, 3 eller 60 dagar.

Bruttofall turbin: Er trykkhøgda som ein kjenner på lapehjulet, ikkje medrekna tap i vassvegen.

V_W: Arbeidsvolum, eller flyttbart volum i magasinet

V_D: Dødt volum i magasinet, dvs den delen av magasinvolümet i det største magasinet ein ikkje får utnytta i ein pumpesyklus. Dødt volum er likt totalt volum i det største magasinet minus volum i det minste magasinet.

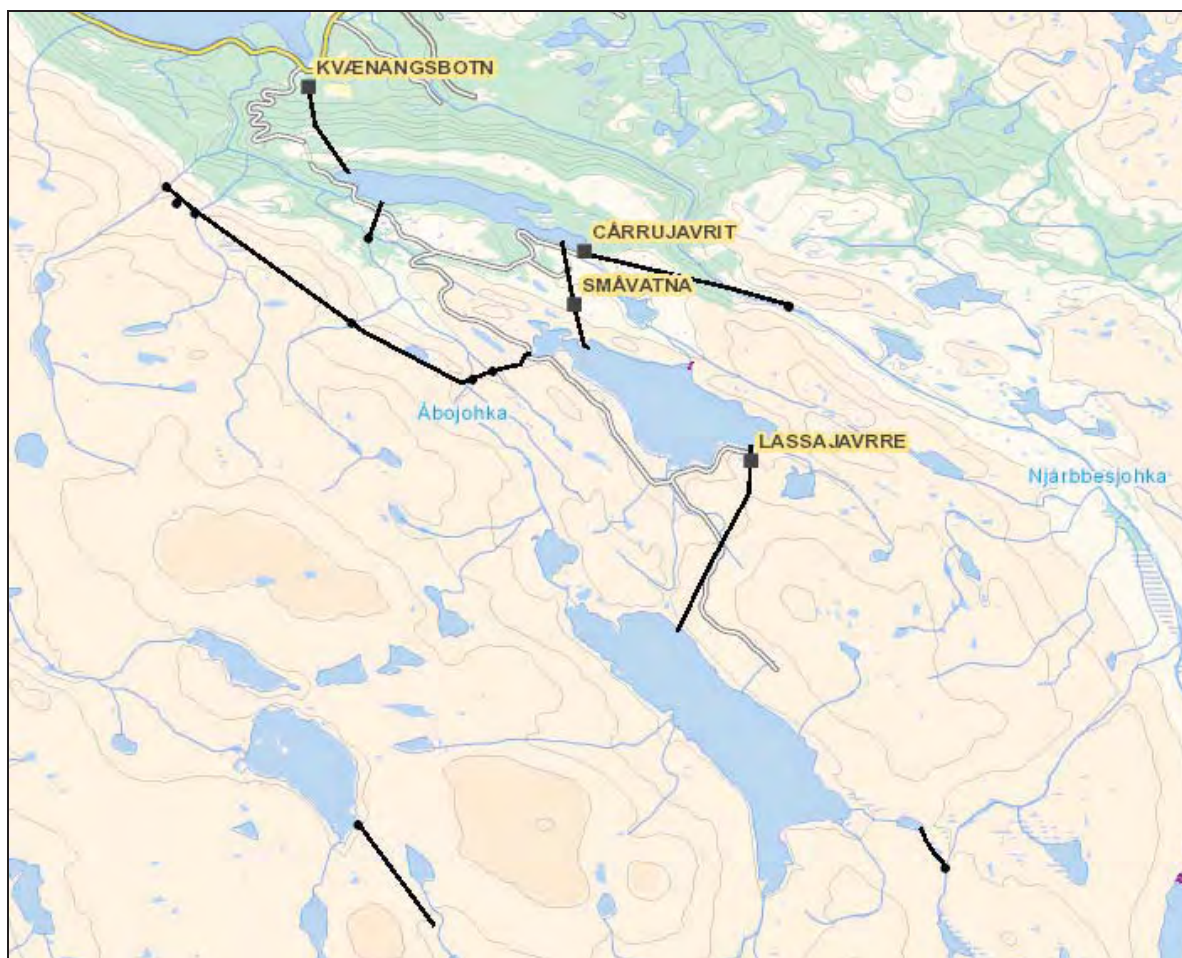
4 LASSAJAVRRE

4.1 Eksisterende kraftverk og magasin

Lassajavrre kraftverk ligg i Kvæningen kommune i Troms, og er eigd av Kvæningen Kraftverk AS. Kraftverket ligg mellom magasinane Ábojávri og Lássajávri, og er det øvste kraftverket i eit system som består av fire kraftverk og tre magasin.

Kraftverket er valt fordi det ligg relativt nært fleire moglege store offshore vindprosjekt, og fordi det er flaskehalsar i omliggjande nett. Lassajavrre er også eit av få kraftverk i Nord-Troms og Finnmark som har magasin både oppstrøms og nedstrøms.

Hovuddata for kraftverket er oppgitt i tabell 4.1 og 4.2.



Figur 4.1. Geografisk plassering av Lassajavrre kraftverk.

Installert effekt	7,2 MW
Slukeevne	6,19 m ³ /s
Produksjon	30,2 GWh/år
Brutto trykkhøgde	145 m
Sett i drift	1977

Tabell 4.1. Hovuddata for Lassajavrre kraftverk.

	Ábojávri	Lássajávri
Øvre/nedre magasin	Øvre	Nedre
HRV	692 m.o.h.	543 m.o.h.
LRV	674 m.o.h.	519 m.o.h.
Magasinvolum	72 Mm ³	61,8 Mm ³

Tabell 4.2. Magasindata for Lassajavrre kraftverk.

4.2 Generell layout for pumpekraftverket

4.2.1 Oversikt

For Lassajavrre pumpekraftverk er to ulike layoutar vurdert for 3-dagars alternativet, ein med fire aggregat og ein med to aggregat. Dei to alternativa representerer ulike gradar av fleksibilitet i pumpedrift. Ein får difor eit bilde på ekstrakostnaden ein må betale for auka fleksibilitet. 1-dagars og 60-dagars alternativa er også vurdert. Ein oversikt over dei vurderte alternativa er vist under.

Alternativ	Nominell slukeevne	Nominell effekt	# Aggregat
V1, 1 dag	716 m ³ /s	1200 MW	6
V2, 3 dagar	239 m ³ /s	400 MW	2
V2.1, 3 dagar	248 m ³ /s	400MW	4
V3, 60 dagar	11,6 m ³ /s	20 MW	1

Tabell 4.3. Oversikt over føreslåtte alternativ for Lassajavrre pumpekraftverk.

4.2.2 Elektromekanisk utstyr

Trykkhøgde

Høgdeforskjellen mellom Abojávri og Lássajávri varierer mellom 173 m (når Abojávri er fullt og Lássajávri er på LRV) og 131 (Når Abojávri er på LRV og Lássajávri er fullt). Pumpeturbinen er designa for å handtere heile dette spekteret, og med nominell trykkhøgde på 160 m.

Arbeidsvolum

Arbeidsvolumet for Lassajavrre er 61,8 Mm³ for alle fire alternativa, noko som tilsvarar heile magasinvolumentet til Lássajávri.

Generell layout

Det er brukt turtalsregulerte aggregat for alle alternativa for å oppnå så stort driftsområde som mogleg, og for å kunne reagere raskt på behov i nettet.

4.2.3 Bygningstekniske arbeid

Tilkomst

Det er ein steinmolo for lakseoppdrett med godt djup omtrent 25 km frå Kvænangsbotn som kan brukast ved ilandføring av utstyr. Det er veg fram til eksisterande anlegg.

Koplingsanlegg

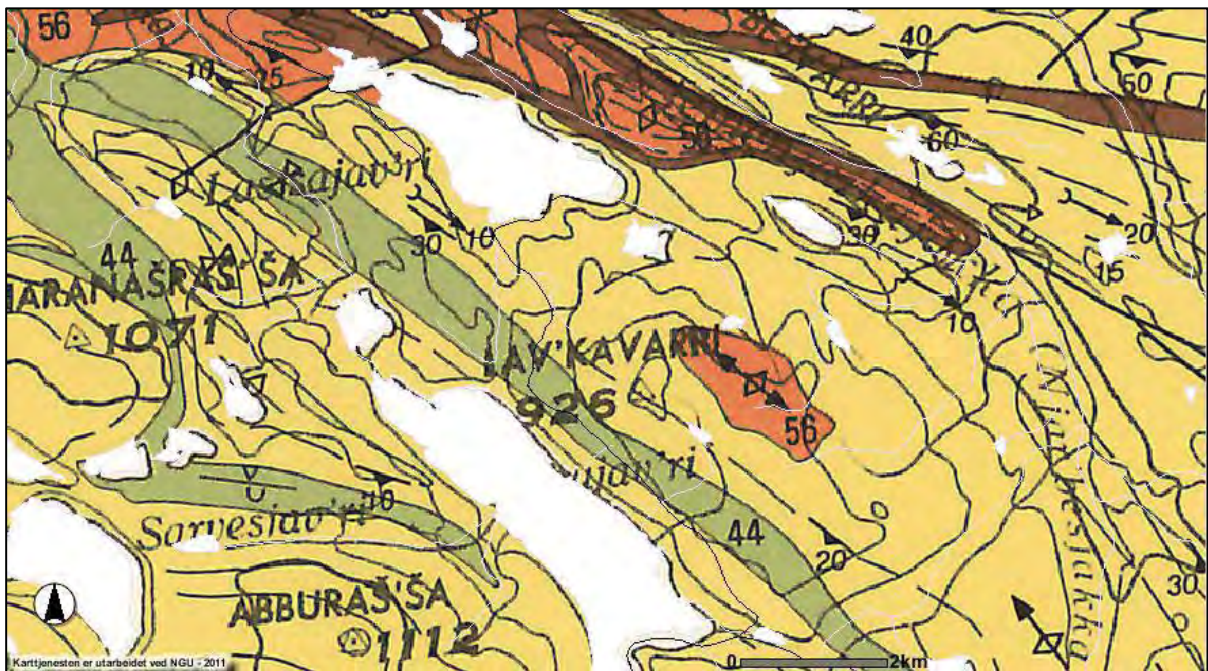
Nytt koplingsanlegg er føreslått plassert like ved det eksisterande koplingsanlegget.

Topografi

Trase for vassvegen er valt slik at ein får stor nok fjelloverdekning samanlikna med trykkhøgda på ulike punkt i tunnelen. Tilkomsttunnelar, luker og inntak/utlaup er plassert ut fråkrav til vasstand oppstraums og nedstraums.

Geologi

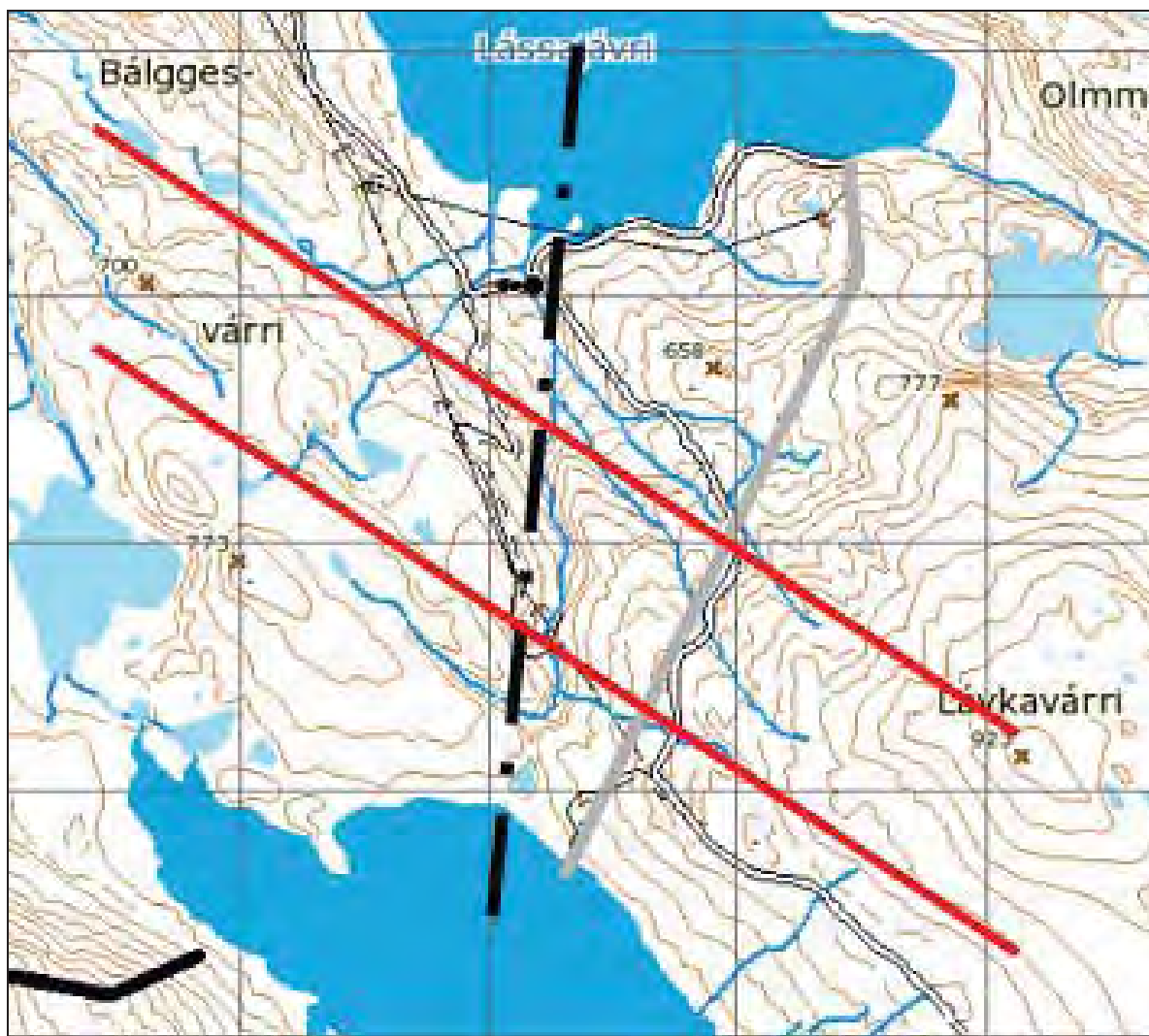
Geologien i området består av meta arkose med sør/sørvest – nord/nordaust retning på fjellsjikt. Det kan finnast ei overskyvingszone i same retning. Mellom magasina er det ei grop i terrenget som kan representere ei svakheitssone. Generell geologi for området er vist på figur 4.2.



Figur 4.2. Geologi for området rundt Lassajavre (ref. NGU).

Generell layout

For alle alternativa har ein valt å legge trase for den nye vassvegen parallelt med eksisterande tunnel. Denne går vinkelrett på fjellstrukturen si retning, som vist i figur 4.3 (tunneltrase i grått). Ein kortare trase er i teorien mogleg, men da risikerer ein å krysse ei forkasting i fjellet. Valte trase gir difor lågare geologisk risiko på dette stadiet.



Figur 4.3. Føreslått trase for vassvegen i Lassjavrre pumpekraftverk (grå line), retning på fjellstruktur (raud line), og meir risikabel direkte trase (svart).

I det følgjande er det gitt ein omtale av den generelle designen av bygningstekniske arbeid for Lassjavrre pumpekraftverk. Til orientering finst det oversiktstekningar med snitt av vassvegen i Vedlegg 1.

Inntaket/utlaupet i det øvre magasinet er planlagt utført som ein kanal med ei overgangssone optimert for å minimere falltap ved straum i begge retningar. Både i øvre og nedre magasin er det plassert inntaksrist og bjelkestengsel for tømning av vassvegen.

Det er planlagt at to og to aggregat deler tillaups- og utlaupstunnel bortsett frå i V3-alternativet kor det berre er eit aggregat.

Tillaupstunnelen er omtrent 2000 m lang. Tunnelen er nært horisontal så langt som mogleg for å få så lågt trykk i tunnelen som mogleg. Dette gjer at behovet for sikring av fjellet blir mindre. I enden av den horisontale delen er det plassert ei svingesjakt.

Svingesjakta er førebels planlagt som ei vertikal sprengt sjakt med eit areal som gir moglegheit for maksimal massesvinging tilsvarande +/-22 m.

Etter svingesjakta går tunnelen over i ei 45 graders stålfora trykksjakt som går ned til nivået for kraftstasjonen. Før trykkrøyrret går inn i stasjonen deler det seg i to i ein bifurkasjon som gir eit separat røyr til kvar av dei to turbinane.

Maskinsalen er plassert slik at ein får god nok fjelloverdekning, samtidig som ein får god nok avstand til bakkenivå der svingesjakta er plassert. Installasjonsnivået til pumpeturbinen er bestemt av designprogrammet. Maskinsalen er laga stor nok til å få plass til aggregata med kontrollrom og hjelpeutstyr.

Transformatoren er plassert i eit eige transformatorrom for å minimere risikoen for skade ved ei eventuell drukning av stasjonen. Dette rommet er difor plassert over høgast moglege vassnivå i det nedre magasinet. Det er planlagt sprengt kabelsjakt mellom transformatorrommet og maskinsalen, og vidare frå transformatorrommet opp til koplingsanlegg i dagen.

På nedstraums side av sugerøyrret går utlaupsrøyra saman til ein utlaupstunnel pr. to aggregat. Ca. 100 meter nedstraums sugerøyrret er det plassert ei ny svingesjakt. Denne svingesjakta er utforma på same måte som den i tillaupstunnelen, men med moglegheit for omtrent +/- 18 meter massesvinging.

Utlaupestunnelen er omtrent 1600 meter lang.

Inntaket/utlaupet i nedre magasin er planlagt på same måte som i øvre magasin for å minimere tapa for straum i begge retningar, og med inntaksrist og bjelkestengsel.

4.3 Lassajavrre V1 – 1 dag

4.3.1 Oversikt

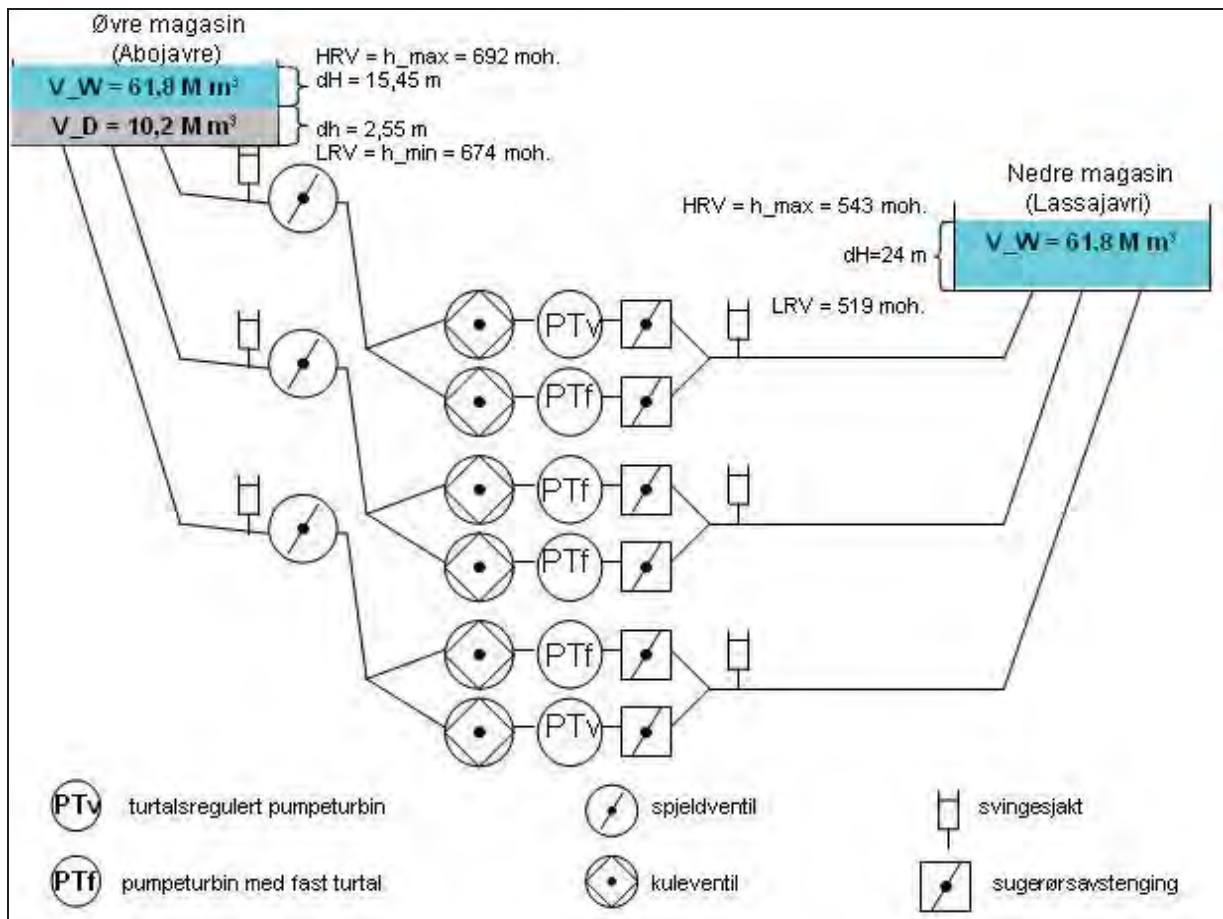
Lassajavrre V1 er designa med 6 aggregat, og ein gjennomsnittleg slukeevne på 716 m³/s, som svarar til å tømme magasinet på 24 timar. To av aggregata er turtalsregulerte.

Vassvegen består av tre tillaupstunnelar, trykkrøyr av stål og tre utlaupstunnelar. Eksisterande magasin er halde slik dei er, men med nye inntak og utlaup.

4.3.2 Elektromekanisk utstyr Lassajavrre V1

Hovuddata og arrangement

Turbin:	6 reversible Francis pumpeturbinar
Generator:	4 synkrone motor-generatorar (n = 230,7 rpm) 2 asynkrone motor-generatorar (turtalsreg. +/- 10%)
Nominell effekt:	200 MW
Nominell trykkhøgde:	160 m
Nominell slukeevne:	126,7 m ³ /s (turbindrift) 112 m ³ /s (pumpedrift)



Figur 4.4. Arrangement for Lassajavrre V1.

Designdata for Francis-pumpeturbinen

Tabell 4.4 viser designdata både for dei turtalsregulerte aggregata og dei med fast turtal. Fysiske dimensjonar og typeteikningar av turbinane finst i Vedlegg 1.

			H_min	H_snitt	H_maks	H_maks pumpe		
Naudsynt brutto trykkhøgde			131,0	152,0	173,0	179,1*		
			Aggregat med fast turtal			Turtalsreg. aggregat (+10%)		
			min	Nominell	maks	min	Nominell	maks
Bruttofall turbin	h_n	[m]	125	160	177.6	120	160	213.5
Turtal	N	[rpm]	230.77	230,77	230.77	207.69	230,77	253,85
Slukeevne turbin	Q_{Tu}	[m³/s]	120	126,7	119	114	126,7	127,4
Effekt turbin	P_{Tu}	[MW]	124	190	195	123	190	200
Slukeevne pumpe	Q_{Pu}	[m³/s]	136	112	96	110	112	89,2
Effektforbruk pumpe	P_{Pu}	[MW]	200	193	178	145	193	200

Tabell 4.4. Designdata pumpeturbinar, Lassajavrre V1.

* inkludert total falltap i vassvegen

Designdata generator og elektrisk utstyr

Tabell 4.5 og 4.6 under viser designdata og tal på einingar som er brukt for generatorar og elektrisk utstyr. Fysiske dimensjonar av utstyret er vist i Vedlegg 1.

	# Aggregat	Tekniske data
Aggregat med fast turtal	4	250 MVA, 16 kV, 9 kA, $\cos \phi = 0,8$
Turtalsregulerte aggregat	2	250 MVA, 16 kV, 9 kA, $\cos \phi = 0,85$

Tabell 4.5. Designdata generatorar, Lassajavrre V1.

Komponent	# Einingar	Tekniske data	Kommentar
	v / f / a *		
Hovudtransformator	2 / 4 / 0	420/16 kV, 260 MVA	
Magnetiserings transformator	0 / 4 / 0	2,5 MVA 16/0,4 kV	
Magnetiseringstransformator hjelpesystem	0 / 4 / 0	0,5 MVA	
Stasjonstransformator	0 / 0 / 2	16/10 kV; 10 MVA	For heile stasjonen
Statisk frekvensomformar	0 / 2 / 0	25 MW	
Statisk frekvensomformar	2 / 0 / 0	70 MW	
Høgspente brytarar	2 / 4 / 0		
Instrumentering og kontroll	12 / 24 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	6 per aggregat
Elektrisk vern	12 / 24 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	6 per aggregat

Tabell 4.6. Designdata elektrisk utstyr, Lassajavrre V1.

* v turtalsregulert aggregat
f aggregat med fast turtal
a hjelpesystem

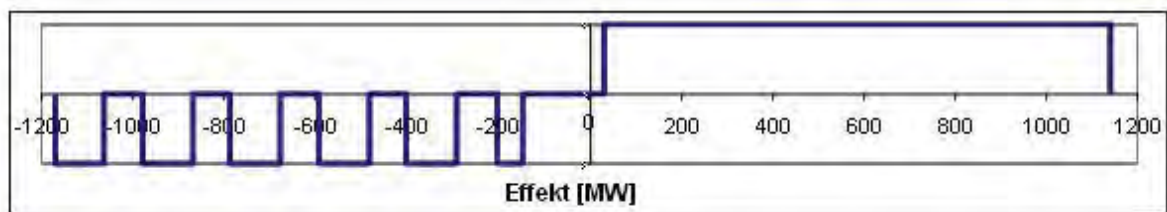
Dei statiske frekvensomformarane blir brukt til å starte opp i pumpedrift og for å bremse med energigjenvinning i turbindrift. Om ein startar eller bremser eit aggregat om gongen, kan ein klare seg med ein felles omformar for dei fire aggregata med fast turtal. For redundans/moglegheit til å redusere bremse/oppstartstida er det her føreslått to omformarar.

Hovudtransformatorane er planlagt med olje-vatn kjølesystem. Hovudtransformatorane er kopla via SF6 isolerte samleskiner til dei høgspente brytarane. Brytarane består av eit modulbasert skapsystem med effektbrytar.

Driftsområde for kraftstasjonen

I turbindrift kan kraftstasjonen drivast trinlaust mellom 30 MW og 1158 MW.

I pumpedrift kan dei turtalsregulerte aggregata variere mellom -145 MW og -200 MW avhenging av trykkehøgde og turtal. Det betyr at effektforbruk mellom -200 MW og -290 MW ($2 * -145$ MW) ikkje er tilgjengeleg. Tilsvarande høl i driftsområdet oppstår kvar gong eit nytt aggregat med fast turtal blir kopla inn med 193 MW. Maksimalt effektforbruk i pumpedrift er -1172 MW. Figur 4.5 illustrerer driftsområdet til pumpekraftverket.



Figur 4.5. Driftsområde for Lassajavrre V1.

4.3.3 Bygningstekniske arbeid – Lassajavrre V1

For 1-dags alternativet er utrekningane basert på ein layout med tre råsprengte tunnelar, som gir eit Manningstal på om lag 34. Det er valt ei vasshastigheit på 2,3 i tillaupstunnelen, noko som tilsvarar eit tunneltverrsnitt på 104 m² med hesteskoforma tverrsnitt. Hovuddimensjonane i vassvegen er vist under:

	Tverrsnittsareal [m ²]	Hastigheit på vatnet [m/s]
Ufora tillaupstunnel	104	2,3
Trykkrøyr i stål	40	6,0
Ufora utlaupstunnel	140	1,7

Tabell 4.7. Tverrsnittsareal i vassveg, Lassajavrre V1.

4.3.4 Kostnadar Lassajavrre V1

	MNOK	MNOK
Elektromekanisk utstyr		
Pumpeturbinar	924	
Stålkonstruksjonar	203	
Generator og elektrisk utstyr	1278	
		2405
Bygningstekniske arbeid		
Tunnelar og fjellrom	983	
Tilkomsttunnelar og tverrslag	104	
		1086
Usikkerheit, 15%		524
Rentekostnadar i byggetida		419
Planlegging og administrasjon, 10%		349
Total kostnad		4783

Tabell 4.8. Kostnadsestimat, Lassajavrre V1.

4.4 Lassajavrre V2 – 3 dagar, 2 aggregat

4.4.1 Oversikt

Lassajavrre V2 er designa med to asynkrone aggregat og ein gjennomsnittleg slukeevne på 239 m³/s, som svarar til å tømme magasinet på 72 timar.

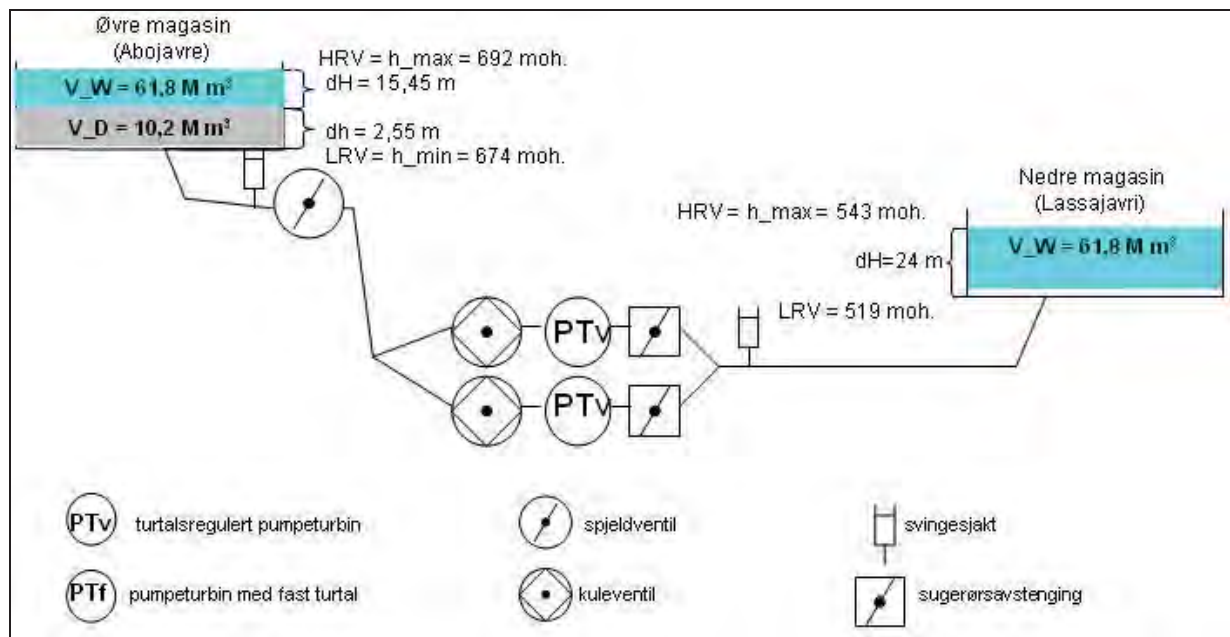
Vassvegen består av ein tillaupstunnel, trykkrøyr av stål og ein utlaupstunnel. Eksisterande magasin er tatt vare på slik dei er, men med nye inntak og utlaup.

4.4.2 Elektromekanisk utstyr Lassjavrr V2

Dette alternativet har lik layout som alternativ V1 bortsett frå at ein berre har ein tunnel og to aggregat.

Hovuddata og arrangement

2 reversible Francis pumpeturbinar med asynkron motor-generatorar ($n = 230,7$ rpm, turtalsregulert +/- 10%; nominell effekt: 200 MW; nominell trykkhøgde: 160 m) som i avsnitt 4.3.2.



Figur 4.6. Arrangement for Lassjavrr V2.

Designdata for Francis-pumpeturbinen

Sjå avsnitt 4.3.2 for designdata for pumpeturbinane.

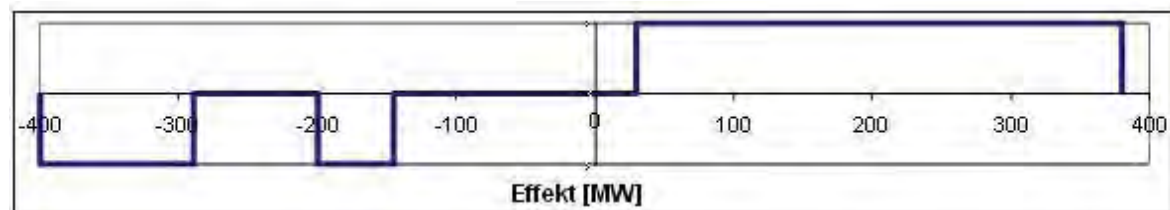
Designdata generator og elektrisk utstyr

Sjå avsnitt 4.3.2 for designdata for generator og elektrisk utstyr.

Driftsområde for kraftstasjonen

I turbindrift kan kraftstasjonen drivast trinlaust mellom 30 MW og 380 MW.

I pumpedrift kan dei turtalsregulerte aggregata variere mellom -145 MW og -200 MW avhenging av trykkhøgde og turtal. Det betyr at effektforbruk mellom -200 MW og -290 MW ($2 \cdot -145$ MW) ikkje er tilgjengeleg. Maksimalt effektforbruk i pumpedrift er -400 MW. Figur 4.7 under illustrerer driftsområdet til pumpekraftverket.



Figur 4.7. Driftsområde for Lassjavrr V2.

4.4.3 Bygningstekniske arbeid Lassajavrre V2

Lassajavrre V2 er planlagt med same layout som V1, men med berre ein tunnel i staden for 3. Tverrsnittareal i vassvegen er dei same som for V1.

4.4.4 Kostnadar Lassajavrre V2

	MNOK	MNOK
Elektromekanisk utstyr		
Pumpeturbinar		308
Stålkonstruksjonar		73
Generator og elektrisk utstyr		545
		926
Bygningstekniske arbeid		
Tunnelar og fjellrom		350
Tilkomsttunnelar og tverrslag		90
		440
Usikkerheit, 15%		205
Rentekostnadar i byggetida		164
Planlegging og administrasjon, 10%		137
Total kostnad		1871

Tabell 4.9. Kostnadsestimat, Lassajavrre V2.

4.5 Lassajavrre V2.1 – 3 dagar, 4 aggregat

4.5.1 Oversikt

Lassajavrre V2.1 er designa med 4 aggregat, og ein gjennomsnittleg slukeevne på 248 m³/s, som omtrent svarar til å tømme magasinet på 24 timar. Vassvegen består av ein tillaupstunnel som delar seg i to nedstraums svingesjakta, trykkrøyr av stål og ein utlaupstunnel. Eksisterande magasin er tatt vare på slik dei er, men med nye inntak og utlaup.

4.5.2 Elektromekanisk utstyr Lassajavrre V2.1

Hovuddata og arrangement

Turbin:	4 reversible Francis pumpeturbinar
Generator:	2 synkrone motor-generatorar (n = 272,7 rpm) 2 asynkrone motor-generatorar (turtalsreg.+/- 10%)
Nominell effekt:	100 MW
Nominell trykkhøgde:	160 m

Designdata generator og elektrisk utstyr

Tabell 4.11 og 4.12 under viser designdata og tal på einingar som er brukt for generatorar og elektrisk utstyr. Fysiske dimensjonar av utstyret er vist i Vedlegg 1.

	# Aggregat	Tekniske data
Aggregat med fast turtal	4	130 MVA, 14 kV, 5.5 kA, $\cos \phi = 0.8$
Turtalsregulerte aggregat	2	130 MVA, 14 kV, 5.5 kA, $\cos \phi = 0.85$

Tabell 4.11. Designdata generatorar, Lassajavrre V2.1.

Komponent	# Einingar v / f / a *	Tekniske data	Kommentar
Hovudtransformator	2 / 2 / 0	420/14 kV, 130 MVA	
Magnetiserings transformator	0 / 2 / 0	1,6 MVA 14/0,4 kV	
Magnetiseringstransformator hjelpesystem	0 / 2 / 0	0,25 MVA	
Stasjonstransformator	0 / 0 / 2	14/10 kV; 8 MVA	For heile stasjonen
Statisk frekvensomformar	0 / 2 / 0	12 MW	
Statisk frekvensomformar	2 / 0 / 0	30 MW (2x15 MW)	
Høgspente brytarar	0 / 2 / 0		
Instrumentering og kontroll	2 / 2 / 0		6 per aggregat
Elektrisk vern	12 / 12 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	6 per aggregat

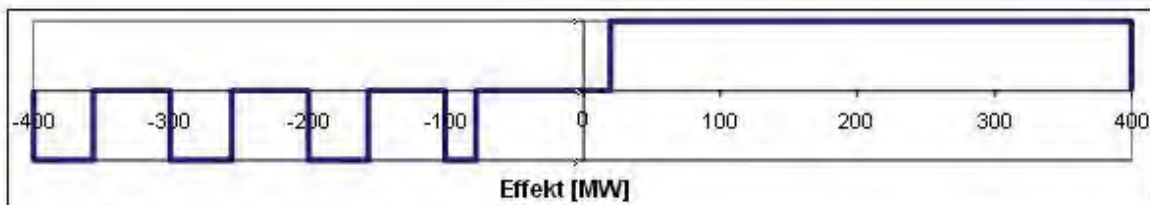
Tabell 4.12. Designdata elektrisk utstyr, Lassajavrre V2.1.

Dei statiske frekvensomformarane kan vere luftkjølte. Hovudtransformatorane er designa som 3-fase einingar. Einfase er også mogleg.

Driftsområde for kraftstasjonen

Denne kraftstasjonen er meir fleksibel i pumpedrift (samanlikn med avsnitt 4.4). I turbindrift kan kraftstasjonen drivast trinlaust mellom 20 MW og 400 MW.

I pumpedrift kan dei turtalsregulerte aggregata variere mellom -78 MW og -100 MW avhenging av trykkhøgde og turtal. Det betyr at effektforbruk mellom -100 MW og -156 MW ($2 * -78$ MW) ikkje er tilgjengeleg. Tilsvarande høl i driftsområdet oppstår kvar gong eit nytt aggregat med fast turtal på 100 MW blir kopla inn. Maksimalt effektforbruk i pumpedrift er -400 MW. Figur 4.9 under illustrerer driftsområdet til pumpekraftverket.



Figur 4.9. Driftsområde for Lassajavrre V2.1.

4.5.3 Bygningstekniske arbeid Lassajavrre V2.1

For Lassajavrre V2.1 er det brukt berre ein tillaupstunnel sjølv om det er fire aggregat. Tunnelen deler seg i to rett nedstraums svingesjakta. Derifrå går tunnelen over i ei overgangssone til eit mindre tverrsnitt, og fortsett i to trykkrøyr av stål ned til nivået kraftstasjonen ligg på. Stålrøyra deler seg igjen i to i ein bifurkasjon, og ein får eit separat innlaupsrøyr i stål til kvar turbin. Samanlikna med V2 gir dette alternativet eit litt lågare installasjonsnivå for turbinen, mindre falltap og omtrent same sprengingsvolum.

4.5.4 Kostnadar Lassajavrre V2.1

	MNOK	MNOK
Elektromekanisk utstyr		
Pumpeturbinar	362	
Stålkonstruksjonar	100	
Generator og elektrisk utstyr	553	
		1015
Bygningstekniske arbeid		
Tunnelar og fjellrom	367	
Tilkomsttunnelar og tverrslag	91	
		458
Usikkerheit, 15%		221
Rentekostnadar i byggetida		177
Planlegging og administrasjon, 10%		147
Total kostnad		2018

Tabell 4.13. Kostnadsestimat, Lassajavrre V2.1.

4.6 Lassajavrre V3 – 60 dagar

4.6.1 Oversikt

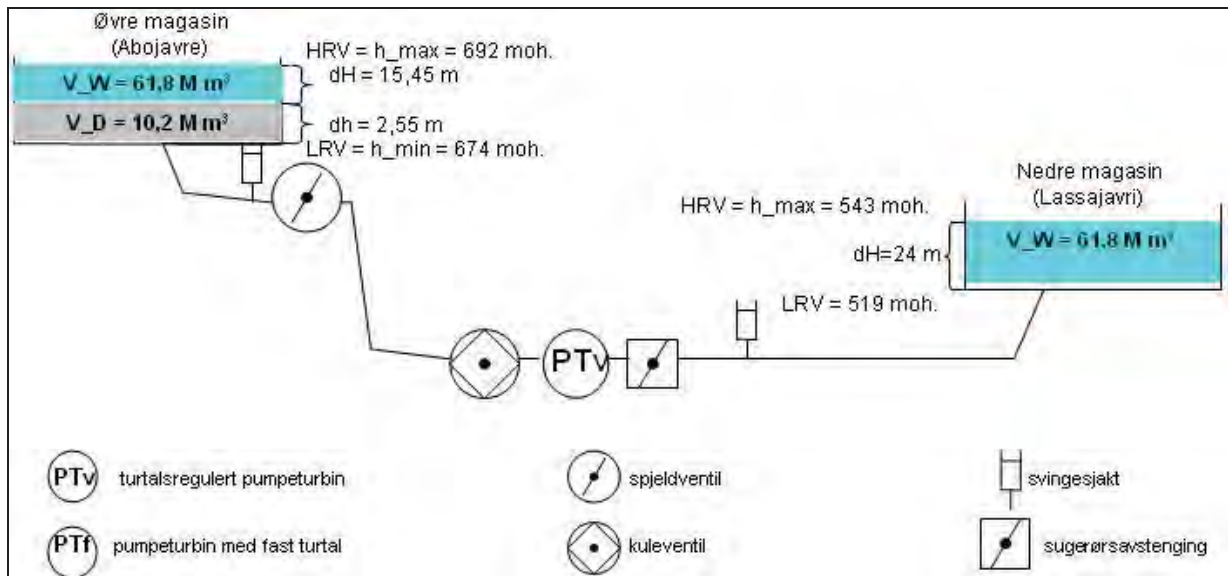
Layouten til 60-dagars alternativet er den same som for V1 og V2, men med berre eit, turtalsregulert, aggregat (gjennomsnittleg slukeevne 11,6 m³/s) og difor ikkje bifurkasjon.

4.6.2 Elektromekanisk utstyr Lassajavrre V3

Hovuddata og arrangement

Turbin:	1 reversibel Francis pumpeturbin
Generator:	1 synkron motor-generator (n = 272,7 rpm, turtalsregulert +/- 10%)
Nominell effekt:	20 MW
Nominell trykkhøgde:	160 m
Nominell slukeevne:	12,4 m ³ /s (turbindrift)
	10,8 m ³ /s (pumpedrift)

Aggregatet er utstyrt med ein 25 MVA synkron generator og ein frekvensomformar for turtalsregulering.



Figur 4.10. Arrangement for Lassajavrre V3.

Designdata for Francis-pumpeturbinen

Tabell 4.14 viser designdata for det turtalsregulerte aggregatet. Fysiske dimensjonar og typeteikningar av turbinen finst i Vedlegg 1.

			H_min	H_snitt	H_maks	H_maks pumpe	
Naudsynt brutto trykkhøg			131,0	152,0	173,0	175,6*	
			Aggregat med fast turtal		Turtalsreg. aggregat (+10%)		
			min	Nominell	maks	min	
			Nominell			Nominell	
Bruttofall turbin	h_n	[m]				130	160
Turtal	N	[rpm]				540	600
Slukeevne turbin	Q_Tu	[m³/s]				9,5	12,4
Effekt turbin	P_Tu	[MW]				9,5	18,4
Slukeevne pumpe	Q_Pu	[m³/s]				10,1	10,8
Effektforbruk pumpe	P_Pu	[MW]				14,5	18,7

Tabell 4.14. Designdata pumpeturbinar, Lassajavrre V3.

*inkludert total falltap (2,6 m) i vassvegen

Sidan generatoren er designa for 25 MVA, kan aggregatet bruke opp til -23,7 MW ved maksimal trykkhøg og maksimalt turtal.

Designdata generator og elektrisk utstyr

Tabell 4.15 og 4.16 viser designdata og tal på einingar som er brukt for generatorar og elektrisk utstyr. Fysiske dimensjonar for utstyret er vist i Vedlegg 1.

	# Aggregat	Tekniske data
Turtalsregulerte aggregat	1	25 MVA, 6 kV, 2,5 kA, $\cos \phi = 0.8$

Tabell 4.15. Designdata generator, Lassajavrre V3.

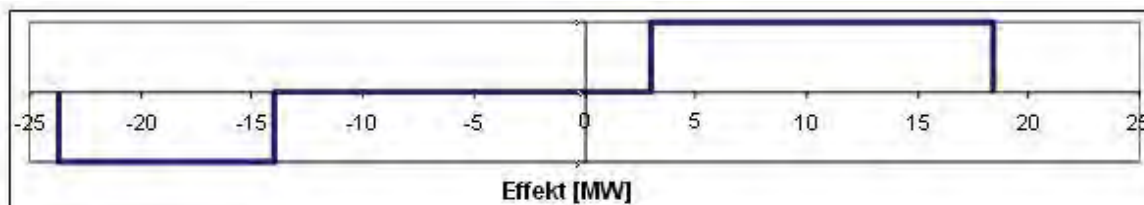
Komponent	# Einingar v / f / a *	Tekniske data	Kommentar
Hovudtransformator	1 / 0 / 0	132/6 kV, 25 MVA	
Stasjonstransformator	0 / 0 / 1	6/0,4 kV; 0,63 MVA	
Statisk frekvensomformar	1 / 0 / 0	8 MW (2x4 MW)	
Høgspente brytarar	1 / 0 / 0		
Instrumentering og kontroll	6 / 0 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	
Elektrisk vern	6 / 0 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	

Tabell 4.16. Designdata elektrisk utstyr, Lassajavrre V3.

Ein luftkjølt statisk frekvensomformar opp til 15 MW er mogleg (omformar med middels spenning). Alternativt væskekjølte omformarar utan kjøleiningar. Hovudtransformatoren er designa som 3-fase eining. Einfase er også mogleg.

Driftsområde for kraftstasjonen

I turbindrift kan kraftstasjonen drivast trinlaust mellom 3 MW og 18 MW. I pumpedrift kan det turtalsregulerte aggregatet variere mellom -14 MW og -23,7 MW avhenging av trykkhøgde og turtal. Det betyr at effektforbruk mellom +3 MW og -14 MW ikkje er tilgjengeleg. Figur 4.5 under illustrerer driftsområdet til pumpekraftverket.



Figur 4.11. Driftsområde for Lassajavrre V3.

4.6.3 Bygningstekniske arbeid Lassajavrre V3

I dette alternativet er det valt eit tverrsnittsareal på tillaupstunnelen på omtrent 20 m², som gjer ei relativt låg vasshastigheit på 0,6 m/s. Grunnen til at ein har valt så stort tverrsnitt samanlikna med slukeevna er at mindre tverrsnitt blir vanskelegare å drive, og dermed også dyrare. Utlaupestunnelen får same tverrsnittsareal sidan vasshastigheita likevel blir låg. Tunneltverrsnittet får betydning for utsprengt volum, men gir samtidig mindre falltap i tunnelen, og er raskare å drive enn mindre tverrsnitt.

	Tverrsnittsareal [m ²]	Hastigheit på vatnet [m/s]
Ufora tillaupstunnel	19,9	0,6
Trykkroyr i stål	4,0	3,0
Ufora utlaupestunnel	19,90	0,6

Tabell 4.17. Tverrsnittsareal i vassveg, Lassajavrre V3.

4.6.4 Kostnadar Lassajavrre V3

	MNOK	MNOK
Elektromekanisk utstyr		
Pumpeturbinar		34
Stålkonstruksjonar		10
Generator og elektrisk utstyr		81
		125
Bygningstekniske arbeid		
Tunnelar og fjellrom	104	
Tilkomsttunnelar og tverrslag	67	
		171
Usikkerheit, 15%		44
Rentekostnadar i byggetida		27
Planlegging og administrasjon, 10%		30
Total kostnad		396

Tabell 4.18. Kostnadsestimat, Lassajavrre V3.

4.7 Alternative løysingar Lassajavrre

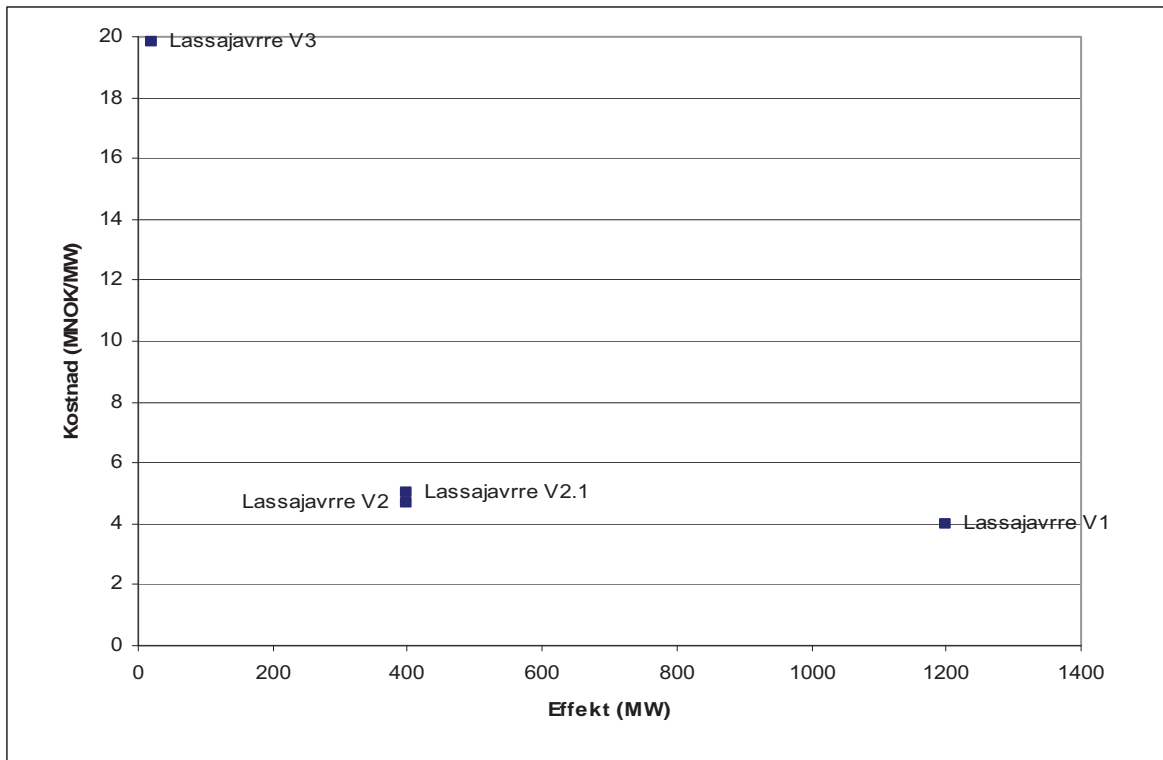
Det er valt å bruke same grunnleggande layout og trase for alle fire alternativa. Dette gjer det lettare å samanlikne tal frå ulike alternativ. Det finst likevel andre løysingar som også er moglege. Her er nokre av dei:

- Ei alternativ løysing for tunnelane er å lage dei med tunnelboremaskin (TBM) i staden for råsprengte tunnelar, eller å føre dei med betong. Da vil Manningstalet gå opp, og det vil vere mogleg å redusere tverrsnittarealet utan at falltapa aukar. Det gir mindre sprenging.
- Det er no plassert ein spjeldventil i eit ventilkammer før overgangen til trykkrøret. Denne ventilen er mogleg å byte ut med ei inntaksluke, eller ingen stengemekanisme i det heile. Valet kjem an på eigaren og NVE sine til ei kvar tid gjeldande sikkerheitskrav.
- Kontrollrommet er mogleg å flytte frå planlagt plassering saman med maskinsal til eit eige fjellrom. Begge delar gir omtrent same mengde utsprengt masse. Kontrollrommet kan også plasserast i dagen.
- Svingesjaktene kan gjerast større eller mindre. Det er også mogleg å lage svingesjaktene på skrå for å få meir fjelloverdekning. Det kan vere naudsynt om ein flyttar maskinsalen nedstraums. Ei anna løysing er å bruke svingekammer utan lufting. Her er det fleire moglege løysingar.

4.8 Kostnadssamanlikning av alternativa

Figur 4.12 under viser skilnaden i spesifikke kostnadar (MNOK/MW) for dei fire ulike alternativa for Lassajavrre. Som ein kan sjå, er det minste alternativet (V3) det klart dyraste

prosjektet pr. MW. Spesifikk kostnad for dei to 3-dagars alternativa er berre litt høgare enn 1-dags alternativet. Skilnaden i kostnad for det mest fleksible 3-dagars alternativet samanlikna med det andre, er omtrent 8%. Andre kommentarar rundt skilnader i spesifikk kostnad finst i kapittel 8.



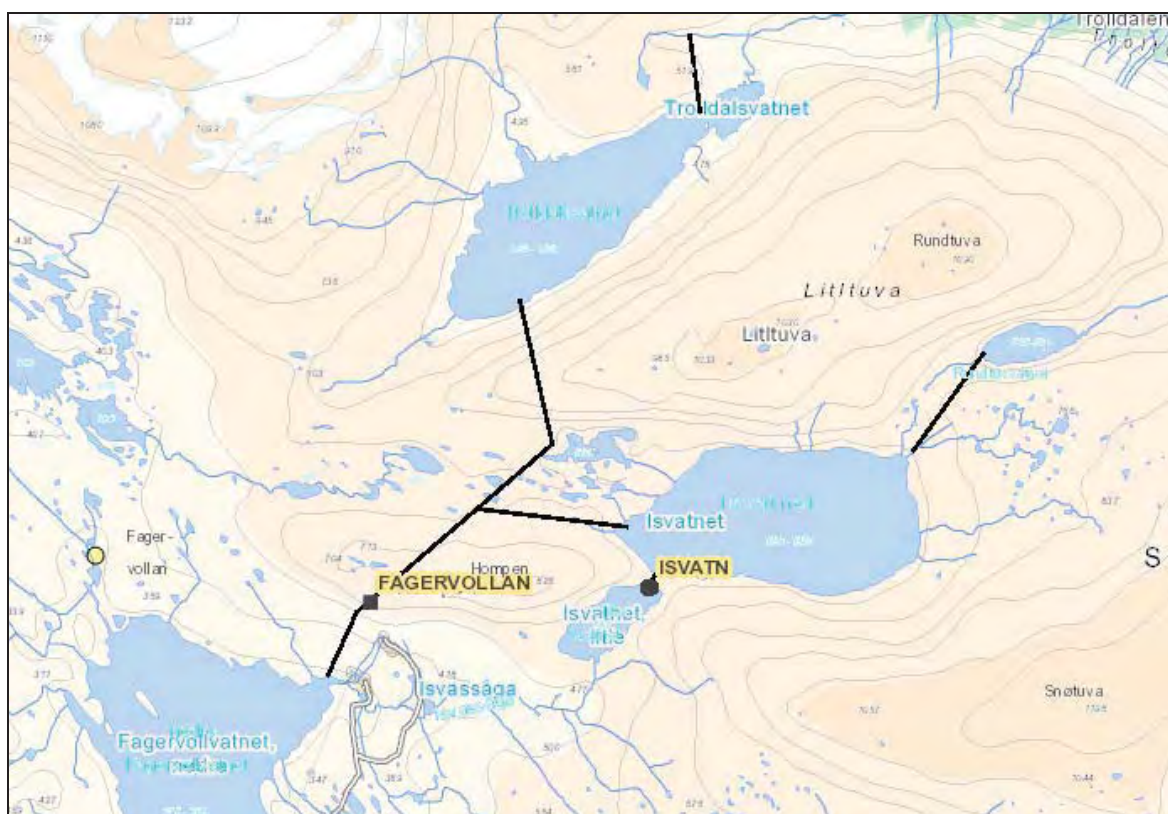
Figur 4.12. Spesifikke kostnader for ulike alternativ.

5 FAGERVOLLAN

5.1 Eksisterende kraftverk og magasin

Fagervollan kraftverk ligg i Rana kommune i Nordland, og er eigd av Helgelandskraft Kraft AS. Kraftverket ligg mellom magasinane Trolldalsvatnet, Isvatnet (oppstraums) og Nedre Fagervollvatnet/Holmvatnet (nedstraums). Nedstraums ligg også Sjona kraftverk i same system.

Kraftverket er valt fordi det ligg nært fleire planlagde vindkraftparker, både offshore og landfaste. I tillegg er det flaskehalsar både i sentral og regionalnettet. Hovuddata for kraftverket er oppgitt i tabell 5.1 og 5.2.



Figur 5.1. Geografisk plassering av Fagervollan kraftverk.

Installert effekt	21 MW
Slukeevne	7,4 m ³ /s
Produksjon	56 GWh/yr
Brutto trykkehøgde	227 m
Sett i drift	1990
Plassering av kraftstasjon	I fjell

Tabell 5.1. Hovuddata for Fagervollan kraftverk.

	Isvatnet	Holmvatnet
Øvre/nedre magasin	Øvre	Nedre
HRV	562,5 m.o.h.	275 m.o.h.
LRV	538,5 m.o.h.	254,3 m.o.h.
Magasinvolum	44 Mm ³	72 Mm ³

Tabell 5.2. Magasindata for Fagervollan kraftverk.

5.2 Generell layout for pumpekraftverket

5.2.1 Oversikt

For Fagervollan, er tre alternativ evaluert. Dei to første er dei vanlege 1-dags- og 3-dagars alternativa. I staden for 60-dagars alternativet, er tredje alternativ for Fagervollan eit der ein brukar delar av eksisterande vassveg, og der slukeevna i det nye pumpekraftverket er tilpassa det.

I alle tre alternativa er Isvatnet brukt som øvre magasin, og Holmvatnet som nedre magasin. I teorien kan ein også nytte Trolldalsvatnet, men dette vil skape utfordringar knytt til høgdeforskjellen mellom Isvatnet og Trolldalsvatnet.

Ein oversikt over dei vurderte alternativa er vist under.

Alternativ	Nominell slukeevne	Nominell effekt	# Aggregat
V1, 1 dag	522	1458	6
V2, 3 dagar	174	486	2
V3, Bruk av eksisterande vassveg	22,3	62	1

Tabell 5.3. Oversikt over føreslåtte alternativ for Fagervollan pumpekraftverk.

5.2.2 Elektromekanisk utstyr

Trykkehøg

Høgdeforskjellen mellom Isvatnet og Holmvatnet varierer mellom 308,2 m (når Isvatnet er fullt og Holmvatnet er på LRV) og 263,5 m (når Isvatnet er på LRV og Holmvatnet er fullt). Pumpeturbinen er designa for å handtere heile dette spekteret, og med nominell trykkehøg på 290,9 m.

Arbeidsvolum

Arbeidsvolumet for Fagervollan er 44 Mm³ for alle tre alternativa, noko som tilsvarar heile magasininvolumet til Isvatnet.

Sidan det øvre magasinet er mindre enn det nedre, er pumpekraftverket designa for at ein held igjen eit stort reservevolum i det nedre magasinet. Med lavt nivå i nedre magasin får ein stor trykkehøg og difor maksimal effekt.

Når det er stort tilsig grunna regn eller snøsmelting kan reservevolumet brukast til å samle vatn. Med høgare vasstand i det nedre magasinet vil trykkehøg og effekt frå kraftverket gå ned.

Generell layout

Kraftverket er utstyrt med to turtalsregulerte aggregat for å få så stort driftsområde som mogleg, spesielt i pumpedrift. Aggregata med fast turtal klarar å handtere ein variasjon i trykkehøg frå 263 til 308 m.

5.2.3 Bygningstekniske arbeid

Tilkomst

Kraftverket ligg omtrent 50 km nordvest for Mo i Rana. Tilkomst til eksisterande kraftverk er frå Fv 12 via ein anleggsveg. Det finst gode hamneforhold i Mo i Rana.

Koplingsanlegg

Det nye koplingsanlegget er planlagt i nærleiken av eksisterande koplingsanlegg.

Topografi

Topografien kan gjere det utfordrande å få lagt tunnelar, tilkomsttunnelar, luker og inntak på rett nivå.

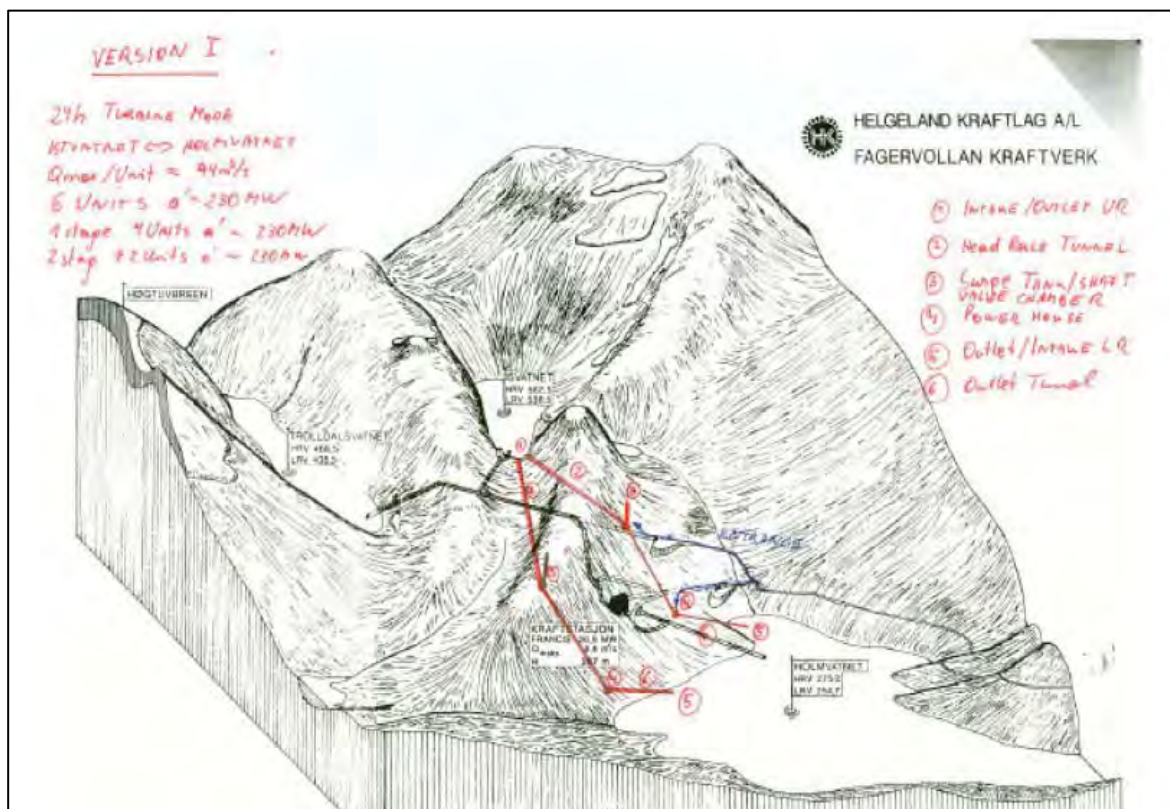
Geologi

Geologien i området består av gneisisk granitt med variasjon i retning på gneisen aust-vest til nordvest-søraust.

Tidlegare erfaring med tunneldriving i området tyder på generelt godt fjell, men med nokre sjikt med gneis og nokre sprakefjellproblem. Desse problema vart handtert med ekstra reinsk og fjellbolting. Elles er ikkje eksisterande tunnelar i Fagervollan kraftverk forsterka.

Generell layout

På dette stadiet har ein valt å legge trase for vassvegen parallelt med eksisterande vassveg. På den måten veit ein meir om geologien, og risikoen er mindre enn for andre trasear. Som ein kan sjå frå figur 5.2, kan det vere mogleg å finne ein kortare trase, men dette må verifiserast med geologiske undersøkingar.



Figur 5.2. Topografi og moglege tunneltrasear for Fagervollan pumpekraftverk.

Første del av tillaupstunnelen er planlagt omtrent horisontal slik at trykket i tunnelen blir lågt. Dette gir lågare kostnad for eventuell forsterking av tunnelen. I enden av den første delen av tunnelen, 1350 nedstraums tunnelopninga, er det tenkt ei svingesjakt.

Det er planlagt at to og to aggregat deler tillaupestunnel og utlaupstunnel bortsett frå i V3-kor eksisterande tunnel blir brukt.

Inntaket/utlaupet i det øvre magasinet er planlagt utført som ein kanal med ei overgangssone optimert for å minimere falltap ved straum i begge retningar. Både i øvre og nedre magasin er det plassert inntaksrist og bjelkestengsel for tømning av vassvegen.

Svingesjakta er førebels planlagt som ei vertikal sprengt sjakt med eit areal som gir moglegheit for maksimal massesvinging tilsvarande +/-21 m.

Etter svingesjakta går tunnelen over i eit 45 graders trykkørør i stål som går ned til nivået for kraftstasjonen. Før trykkørøret går inn i stasjonen deler det seg i to i ein bifurkasjon som gir eit separat rør til kvar turbin.

På grunn av noko mangelfull geologisk informasjon, og med tanke på at det finst ein del dårleg fjellkvalitet i området, er det føreslått å plassere maskinsalen i same område som eksisterande kraftverk. Installasjonsnivået til pumpeturbinane er bestemt av designprogrammet. Maskinsalen er laga stor nok til å få plass til aggregata med kontrollrom og hjelpeutstyr.

Som for Lassajavrre er transformatorrommet plassert i eit eige fjellrom.

På nedstraums side av sugerøret går utlaupsrøyra saman til ein utlaupstunnel pr. to aggregat. Ca. 100 meter nedstraums sugerøret er det plassert ei ny svingesjakt. Denne svingesjakta er utforma på same måte som den i tillaupstunnelen, men med moglegheit for omtrent +/- 11 meter massesvinging.

Utlaupestunnelen er omtrent 800 meter lang.

Inntaket/utlaupet i nedre magasin er planlagt på same måte som i øvre magasin for å minimere tapa for straum i begge retningar, og med inntaksrist og bjelkestengsel.

5.3 Fagervollan V1 – 1 dag

5.3.1 Oversikt

Fagervollan V1 er designa med 6 aggregat, og ein gjennomsnittleg slukeevne på 522 m³/s, som svarar til å tømme magasinet på 24 timar. To av aggregata er turtalsregulerte.

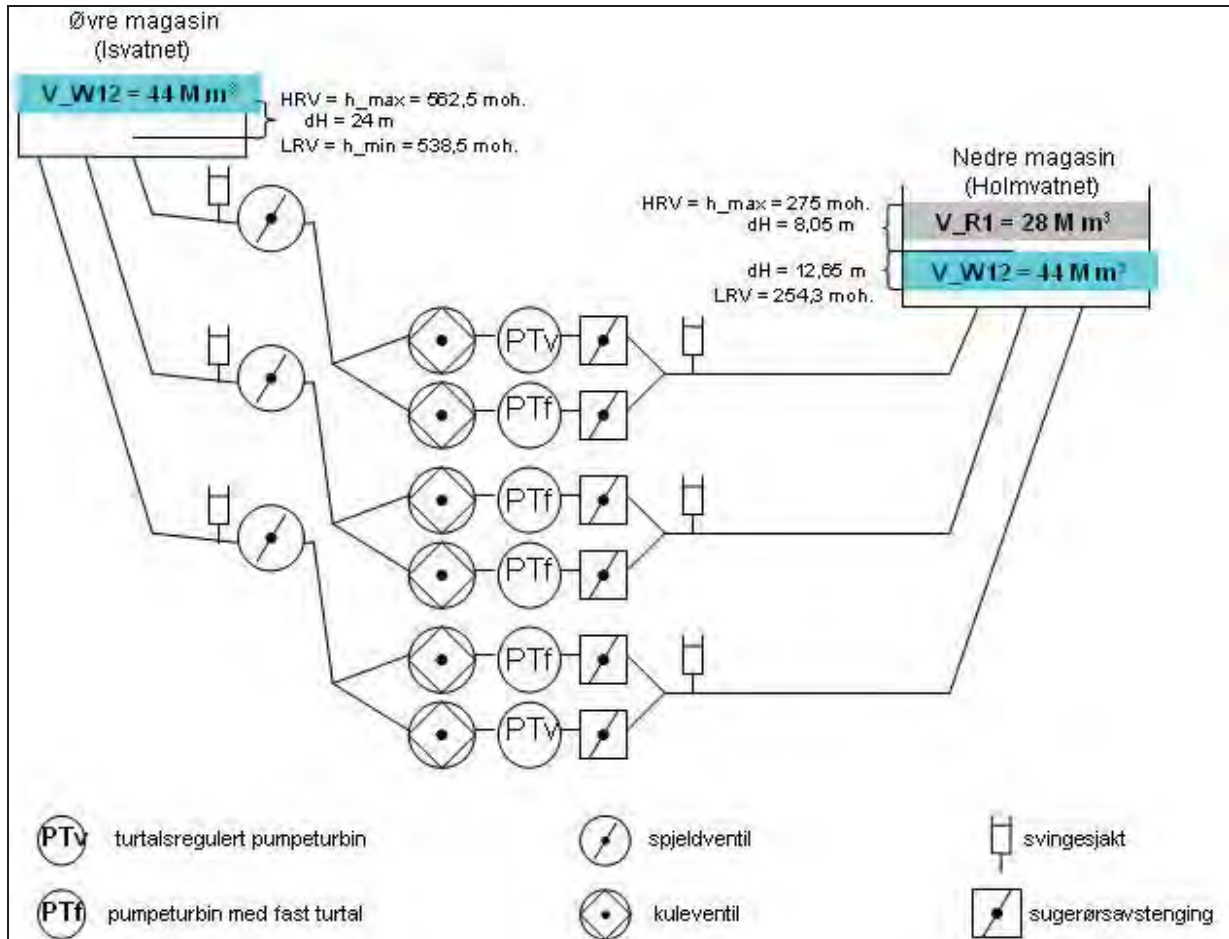
Vassvegen består av tre tillaupstunnelar, trykkørør av stål og tre utlaupstunnelar. Eksisterande magasin er tatt vare på slik dei er, men med nye inntak og utlaup.

5.3.2 Elektromekanisk utstyr Fagervollan V1

Hovuddata og arrangement

Turbin:	6 reversible Francis pumpeturbinar
Generator:	4 synkrone motor-generatorar (n = 333,3 rpm)

	2 asynkrone motor-generatorar (turtalsreg. +/- 10%)
Nominell effekt:	243 MW
Nominell trykkhøgde:	290,9 m
Nominell slukeevne:	97,8 m ³ /s (turbindrift)
	76,2 m ³ /s (pumpedrift)



Figur 5.3. Arrangement for Fagervollan V1.

Designdata for Francis-pumpeturbinen

Tabellen under viser designdata både for dei turtalsregulerte aggregata og dei med fast turtal. Fysiske dimensjonar og typeteikningar av turbinane finst i Vedlegg 2.

			H_min	H_snitt	H_maks	H_maks pumpe		
Naudsynt brutto trykkhøgde			263.5	285.9	308.2	314.8*		
			Aggregat med fast turtal			Turtalsreg. aggregat (+-10%)		
			min	Nominell	maks	min	Nominell	maks
Bruttofall turbin	h_n	[m]	262.1	290.9	315.2	260	290.9	315
Turtal	N	[rpm]	333.3	333.3	333.3	300	333.3	366.6
Slukeevne turbin	Q_Tu	[m ³ /s]	93.1	97.8	84.8	90.1	97.8	85.4
Effekt turbin	P_Tu	[MW]	214	242.9	242.9	212	242.9	242.9

Slukeevne pumpe	Q_Pu	[m ³ /s]	86.5	76.2	66.7	86	76.2	73.5
Effektforbruk pumpe	P_Pu	[MW]	239.2	232	221.2	187	232	242.9

Tabell 5.4. Designdata pumpeturbinar, Fagervollan V1.

* inkludert total falltap (6,6 m) i vassvegen

Designdata generator og elektrisk utstyr

Tabell 5.5 og 5.6 under viser designdata og tal på einingar som er brukt for generatorar og elektrisk utstyr. Fysiske dimensjonar av utstyret er vist i Vedlegg 2.

	# Aggregat	Tekniske data
Aggregat med fast turtal	4	300 MVA, 18 kV, 16,7 kA, $\cos \phi = 0,8$
Turtalsregulerte aggregat	2	300 MVA, 18 kV, 16,7 kA, $\cos \phi = 0,85$

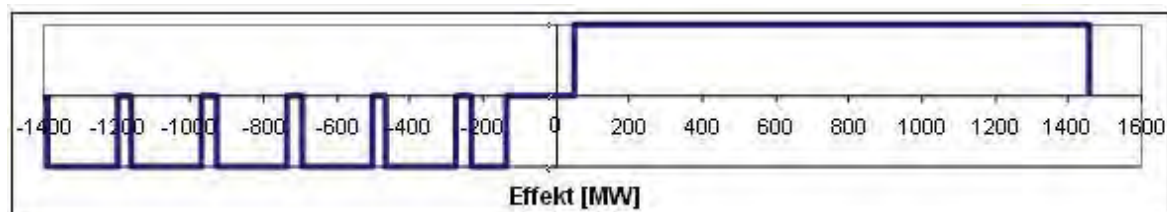
Tabell 5.5. Designdata generatorar, Fagervollan V1.

Komponent	# Einingar	Tekniske data	Kommentar
	v / f / a *		
Hovudtransformator	2 / 4 / 0	420/18 kV, 300 MVA	
Magnetiserings transformator	0 / 4 / 0	3,15 MVA 18/0,4 kV	
Magnetiseringstransformator hjelpesystem	0 / 4 / 0	0,5 MVA	
Stasjonstransformator	0 / 0 / 2	18/10 kV; 10 MVA	For heile stasjonen
Statisk frekvensomformar	0 / 2 / 0	25 MW	
Statisk frekvensomformar	2 / 0 / 0	80 MW (2x40MW)	
Høgspente brytarar	2 / 4 / 0		
Instrumentering og kontroll	12 / 24 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	6 per aggregat
Elektrisk vern	12 / 24 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	6 per aggregat

Tabell 5.6. Designdata elektrisk utstyr, Fagervollan V1.

Driftsområde for kraftstasjonen

I turbindrifft kan kraftstasjonen drivast trinlaust mellom 50 MW og 1460 MW. I pumpedrift kan dei turtalsregulerte aggregata variere mellom -136 MW og -232 MW avhenging av trykkehøgde og turtal. Det betyr at effektforbruk mellom -232 MW og -272 MW ($2 \cdot -136$ MW) ikkje er tilgjengeleg. Tilsvarande høl i driftsområdet oppstår kvar gong eit nytt aggregat med fast turtal på 232 MW blir koplå inn. Maksimalt effektforbruk i pumpedrift er -1392 MW. Figur 5.4 under illustrerer driftsområdet til pumpekraftverket.



Figur 5.4. Driftsområde for Fagervollan V1.

5.3.3 Bygningstekniske arbeid Fagervollan V1

For 1-dags alternativet er utrekningane basert på ein layout med tre råspregte tunnelar. Det er valt ei vasshastigheit på 2,2 i tillaupstunnelen, noko som tilsvarar eit tunneltverrsnitt på 77 m² med hesteskoforma tverrsnitt. Hovuddimensjonane i vassvegen er vist under:

	Tverrsnittsareal [m ²]	Hastigheit på vatnet [m/s]
Ufora tillaupstunnel	77	2,2
Trykkrøyr i stål	33	5,1
Ufora utlaupstunnel	100	1,7

Tabell 5.7. Tverrsnittsareal i vassveg, Fagervollan V1.

5.3.4 Kostnadar Fagervollan V1

	MNOK	MNOK
Elektromekanisk utstyr		
Pumpeturbinar		822
Stålkonstruksjonar		209
Generator og elektrisk utstyr		1357
		2388
Bygningstekniske arbeid		
Tunnelar og fjellrom		956
Tilkomsttunnelar og tverrslag		101
		1057
Usikkerheit, 15%		517
Rentekostnadar i byggetida		413
Planlegging og administrasjon, 10%		345
Total kostnad		4720

Tabell 5.8. Kostnadsestimat, Fagervollan V1.

5.4 Fagervollan V2 – 3 dagar

5.4.1 Oversikt

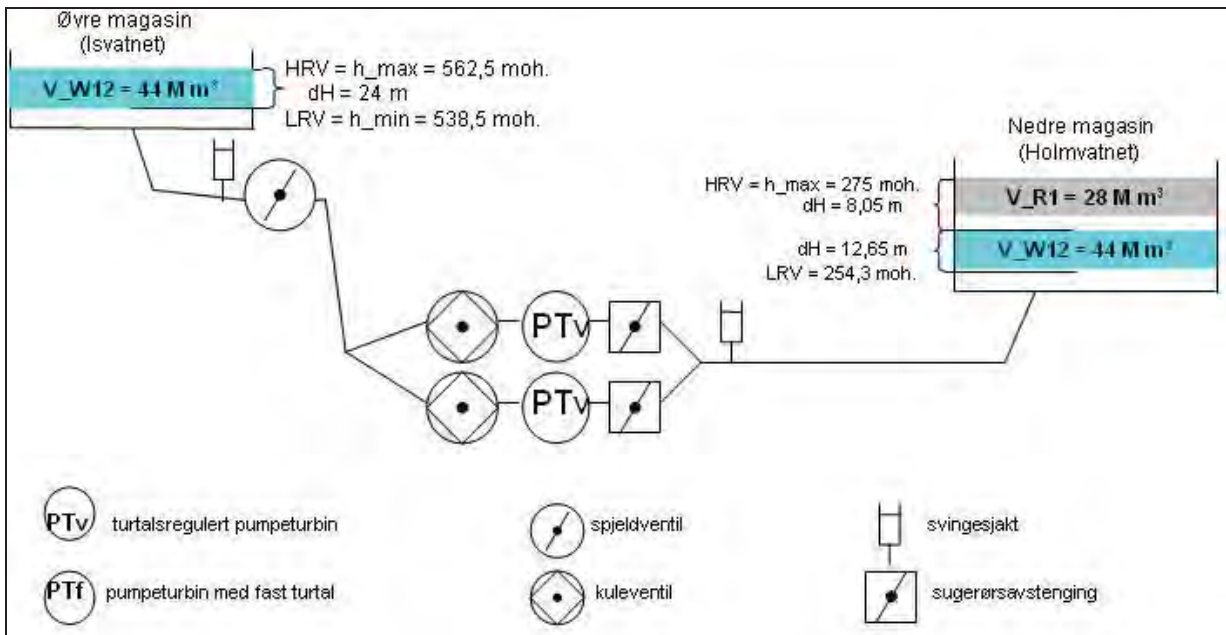
Fagervollan V2 er designa med to asynkrone aggregat og ein gjennomsnittleg slukeevne på 174 m³/s, som svarar til å tømme magasinet på 72 timar. Vassvegen består av ein tillaupstunnel, trykkrøyr av stål og ein utlaupstunnel. Eksisterande magasin er tatt vare på slik dei er, men med nye inntak og utlaup.

5.4.2 Elektromekanisk utstyr Fagervollan V2

For dette alternativet er dei to asynkrone aggregata frå alternativ V1 installert i kraftverket. Sidan driftstida er 3 gonger lengre enn for V1, trengs berre to aggregat.

Hovuddata og arrangement

2 reversible Francis pumpeturbinar med asynkrone motor-generatorar ($n = 333,3$ rpm, turtalsregulert $\pm 10\%$; nominell effekt: 242 MW; nominell trykkhøgde: 290,9 m) som i avsnitt 5.3.2.



Figur 5.5. Arrangement for Fagervollan V2.

Designdata for Francis-pumpeturbinen

Sjå avsnitt 5.3.2 for designdata for pumpeturbinane.

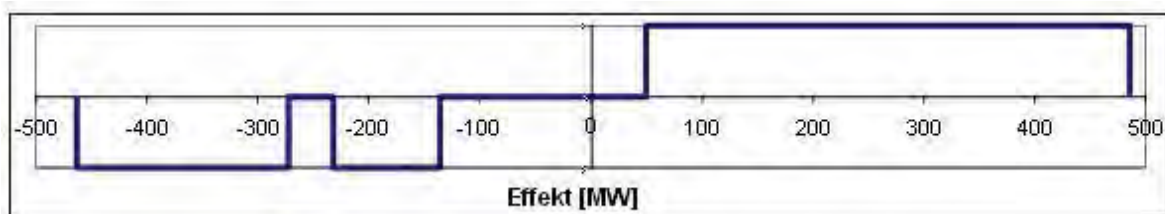
Designdata generator og elektrisk utstyr

Sjå avsnitt 5.3.2 for designdata for generator og elektrisk utstyr.

Driftsområde for kraftstasjonen

I turbindrift kan kraftstasjonen drivast trinlaust mellom 50 MW og 485 MW.

I pumpedrift kan dei turtalsregulerte aggregata variere mellom -136 MW og -232 MW avhenging av trykkhøgde og turtal. Det betyr at effektforbruk mellom -232 MW og -272 MW ($2 \cdot -136$ MW) ikkje er tilgjengeleg. Maksimalt effektforbruk i pumpedrift er -464 MW. Figur 5.6 illustrerer driftsområdet til pumpekraftverket.



Figur 5.6. Driftsområde for Fagervollan V2.

5.4.3 Bygningstekniske arbeid Fagervollan V2

Fagervollan V2 er planlagt med same layout som V1, men med berre ein tunnel i staden for 3. Tverrsnittareal i vassvegen er dei same som for V1.

5.4.4 Kostnadar Fagervollan V2

	MNOK	MNOK
Elektromekanisk utstyr		
Pumpeturbinar		274
Stålkonstruksjonar		70
Generator og elektrisk utstyr		569
		913
Bygningstekniske arbeid		
Tunnelar og fjellrom		323
Tilkomsttunnelar og tverrslag		88
		411
Usikkerheit, 15%		199
Rentekostnadar i byggetida		159
Planlegging og administrasjon, 10%		132
Total kostnad		1814

Tabell 5.9. Kostnadsestimat, Fagervollan V2.

5.5 Fagervollan V3 – Bruk av eksisterande vassveg

5.5.1 Oversikt

For Fagervollan ville eit 60-dagars alternativ gi ein nominell slukeevne på om lag 8,7 m³/s. Sidan tverrsnittsarealet på eksisterande tillaupstunnel er 20 m², ville ein da fått mykje ledig kapasitet i tunnelen med ei slik vassføring. Difor har ein valt å vurdere eit alternativ der eksisterande tunnelar blir betre utnytta.

Fagervollan V3 er difor designa slik at ein nyttar eksisterande tillaupstunnel, og beheld dagens Francisturbin. I tillegg er det planlagt ein ny maskinsal med eit nytt turtalsregulert aggregat, og ein ny utlaupstunnel. Den nominelle slukeevna til det nye aggregatet er 24 m³/s.

5.5.2 Elektromekanisk utstyr Fagervollan V3

I tillegg til at Fagervollan V3 får eit nytt turtalsregulert Francisaggregat, er pumpekraftverket designa for å kunne køyre med hydraulisk kortslutning saman med dagens Francisturbin. Hydraulisk kortslutning er eit konsept som gjer at ein kan redusere effektforbruket i pumpedrift.

Hovuddata og arrangement

Eksisterande Francisturbin:

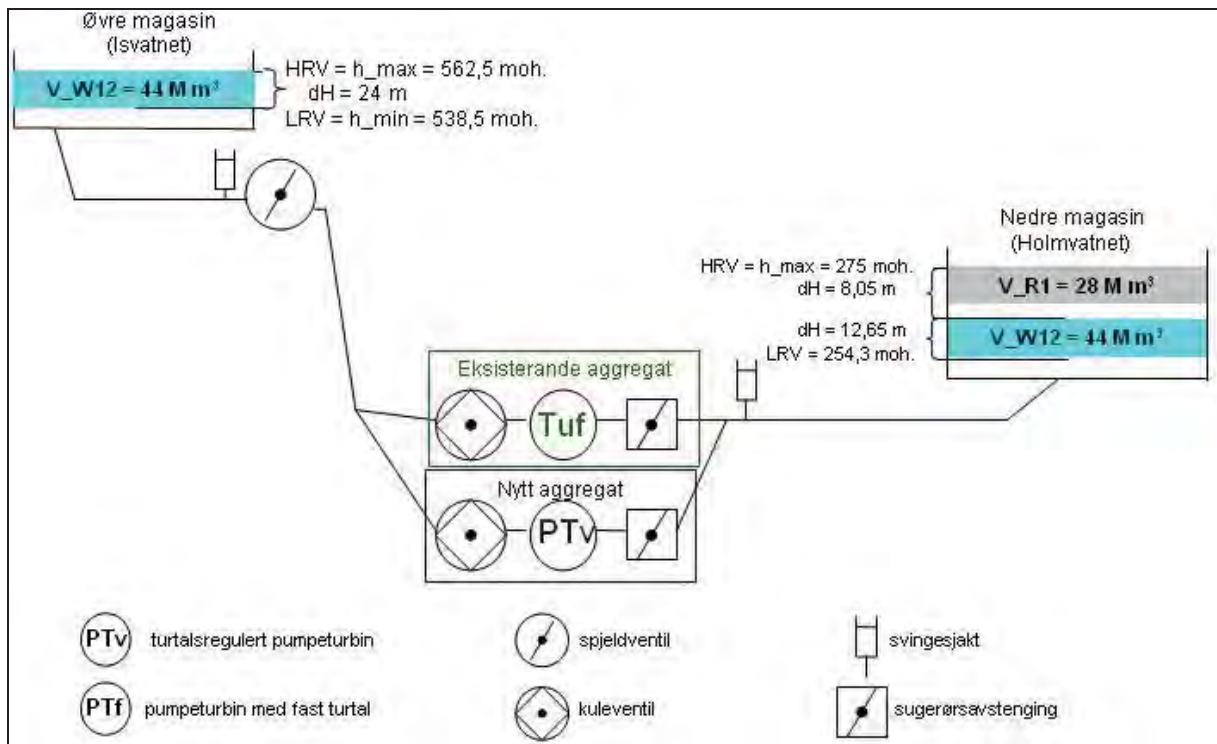
Trykkehøgde	235 ... 287 m
Nominell effekt	15 MW (h = 235 m)... 20,1 MW (h = 287 m)
Nominell slukeevne	8,1 m ³ /s
Nominelt turtal	1000 rpm
Diameter løpehjul	1050 mm
Installasjonsdjup	256 m.o.h.

Data for ny pumpeturbin:

Turbin:	1 reversibel Francis pumpeturbin	
Generator:	1 synkron motor-generator (n = 600 rpm, turtalsregulert +/- 10%)	
Nominell effekt:	62 MW	
Nominell trykkehøgde:	285 m	
Nominell slukeevne:	23,5 m ³ /s	(turbindrif)
	21 m ³ /s	(pumpedrift)

Den nye pumpeturbinen er designa for å kunne drivast aleine. Med ein nominell slukeevne på 24 m³/s er det mogleg å tømme det øvre magasinet på 23 dagar sjølv om dagens aggregat ikkje er i drift. Når det er behov for det, kan ein likevel køyre dagens aggregat samtidig som det nye.

Det er berre det nye aggregatet som kan brukast til pumping, men det er mogleg å køyre begge aggregata samtidig i ei hydraulisk kortslutning. Med eksisterande aggregat på maksimal effekt (+20 MW), og den nye pumpeturbinen i pumpedrift (effektforbruk -45 MW), får ein eit netto effektforbruk på -25 MW før tap. Dei hydrauliske tapa blir relativt store når ein driv kraftverket på den måten. Dette er likevel vanlig i Austerrike kor ein ofte nyttar ei separat (fleirstegs) pumpe og ein Peltonturbin montert på same aksling til å drive i hydraulisk kortslutning for å få betre fleksibilitet i pumpedrifta.



Figur 5.7. Arrangement for Fagervollan V3

Designdata for Francis-pumpeturbinen

Tabellen under viser designdata for den turtalsregulerte pumpeturbinen. Fysiske dimensjoner og typeteikninger av turbinen finst i Vedlegg 2.

			H_min	H_snitt	H_maks	H_maks pumpe		
Naudsynt brutto trykkhøgd			263,5	285,9	308,2	316,3		
			Aggregat med fast turtal		Turtalsreg. aggregat (+10%)			
			min	Nominell	maks	min		
			Nominell		maks	min		
Bruttofall turbin	h_n	[m]				260	285	316
Turtal	N	[rpm]				540	600	660
Slukeevne turbin	Q_Tu	[m³/s]				19,5	23,5	23
Effekt turbin	P_Tu	[MW]				45	62	65
Slukeevne pumpe	Q_Pu	[m³/s]				16	21	18,8
Effektforbruk pumpe	P_Pu	[MW]				45	65	62

Tabell 5.10. Designdata pumpeturbin, Fagervollan V3.

* inkludert total falltap (8,1 m) i vassvegen

Designdata generator og elektrisk utstyr

Tabell 5.11 og 5.12 viser designdata og tal på einingar som er brukt for generator og elektrisk utstyr. Fysiske dimensjoner av utstyret er vist i Vedlegg 2.

	# Aggregat	Tekniske data
Turtalsregulert aggregat	1	85 MVA, 10,5 kV, 8,1 kA, $\cos \phi = 0.8$

Tabell 5.11. Designdata generator, Fagervollan V3

Komponent	# Einingar v / f / a *	Tekniske data	Kommentar
Hovudtransformator	1 / 0 / 0	132/10,5 kV, 90 MVA	
Stasjonstransformator	0 / 0 / 1	10,5/0,4 kV; 1 MVA	
Statisk frekvensomformar	1 / 0 / 0	10 MW	Turtalsregulert/fast turtal
Høgspente brytarar	1 / 0 / 0		
Instrumentering og kontroll	6 / 0 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	
Elektrisk vern	6 / 0 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	

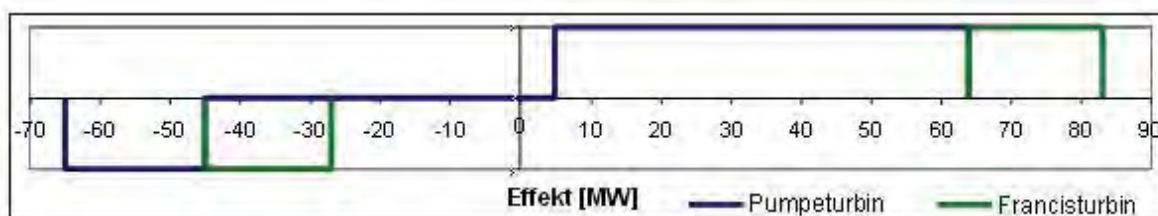
Tabell 5.12. Designdata elektrisk utstyr, Fagervollan V3.

Driftsområde for kraftstasjonen

I turbindrift kan kraftstasjonen drivast trinlaust mellom 5 MW og 64 MW. Om begge turbinane er i drift samtidig, blir tapa i vassvegen relativt store, anslagsvis omtrent 1 MW. Maksimal samla effekt for det nye kraftverket blir difor omtrent 83 MW.

I pumpedrift kan det turtalsregulerte aggregatet variere mellom -45 MW og -65 MW avhenging av trykkhøgde og turtal. Når ein køyrer kraftverket i hydraulisk kortslutning, vil tapa bli store (anslagsvis 2 MW). Samla effektforbruk blir da – 27MW (-45 MW pumpedrift +20 MW turbindrift -2 MW hydrauliske tap).

Det betyr at effektforbruk mellom +5 MW og -27/45 MW ikkje er tilgjengeleg. Figur 5.8 under illustrerer driftsområdet til pumpekraftverket.



Figur 5.8. Driftsområde for Fagervollan V3.

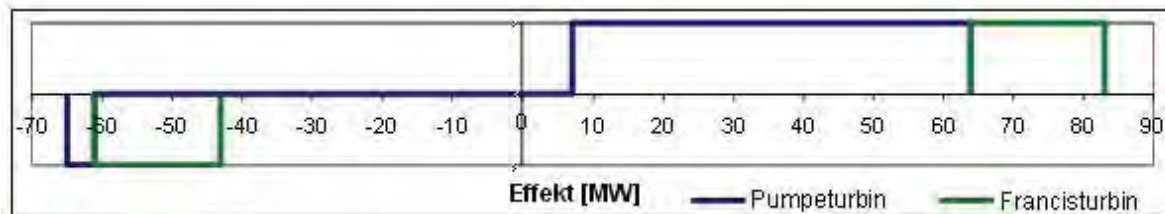
Alternativ design med fast turtal

Om fleksibiliteten som eit turtalsregulert aggregat gir ikkje er naudsynt, er det eit alternativ å utstyre den same reversible pumpe-turbinen med ein synkron generator med fast turtal. Med ei slik løysing kan ein bruke ein mindre frekvensomformar, samtidig som synkron generator er billigare enn asynkron. Dermed blir dette alternativet om lag 20 MNOK billigare enn alternativet med turtalsregulering.

Dette alternativet er mindre gunstig ved dellast i turbindrift. Det kan berre regulerast ned til 7 MW, men maksimal effekt er framleis 64 MW. Som for det turtalsregulerte aggregatet, kan ein oppnå opp til 83 MW om ein køyrer nytt og gammalt aggregat samtidig.

I pumpedrift er effektforbruket ein direkte funksjon av trykkhøgda. Pumpekarakteristikken seier at effektforbruket blir mellom -61 MW (ved maksimal trykkhøgde) og -64 MW (ved minste trykkhøgde). Om ein driv kraftverket i hydraulisk kortslutning, blir totalt effektforbruk -43 MW (-61 MW pumpedrift +20 MW turbindrift – 2 MW hydrauliske tap).

Det betyr at effektforbruk mellom +7 MW og -43/61 MW ikkje er tilgjengeleg. Figur 5.9 under illustrerer driftsområdet til pumpekraftverket.



Figur 5.9. Driftsområde for Fagervollan V3, alternativ med fast turtal.

For å oppsummere: Samanlikna med alternativet med fast turtal er det med turtalsregulert aggregat mykje meir fleksibelt i pumpedrift. Med hydraulisk kortslutning er det berre eit område på 32 MW ein ikkje kan dekke. Alternativet med fast turtal har eit område på 50 MW det ikkje klarar å dekke. Om denne skilnaden er stor nok til å forsvare ein meirkostnad på 20 MNOK kjem an på rolla kraftverket er tiltenkt og forholda i marknaden.

5.5.3 Bygningstekniske arbeid Fagervollan V3

For at ikkje falltapa skal bli for store, er vasshastigheita i eksisterande tillaupstunnel sett til berre 1,2 m/s. Det gir ein nominell slukeevne på 24 m³/s for det nye aggregatet.

2 350 m av eksisterande tunnel blir brukt. Frå tunnelen blir det ei ny stålfora trykksjakt med 45 graders vinkel ned til nivået for det nye aggregatet omtrent 60 meter under dagens turbin. Trykksjakta deler seg i to på det nivået der dagens maskinsal ligg slik at ein framleis kan forsyne dagens turbin med vatn. Den gamle trykksjakta blir stengt. Grunnen til at den nye turbinen ikkje plasserast i den gamle maskinsalen er kravet til sugehøgde som pumpeturbinen har.

På nedstraums side kjem det ein heilt ny utlaupstunnel, og ein må også bygge eit nytt inntak/utlaup i det nedre magasinet. Grunnen for dette er at eksisterande utlaupstunnel kjem ut i det nedre magasinet på eit nivå som ligg for høgt til å kunne brukast som inntak i pumpedrift. Den nye utlaupstunnelen blir kopla til det gamle nedstraums sugerøyet, slik at hydraulisk kortslutning blir mogleg.

Det blir bygd to nye svingetankar, ein oppstraums trykksjakta, og ein på nedstraums side kopla til tunnelen for hydraulisk kortslutning. Layout for dette alternativet er lettare å forstå om ein ser på layoutteikninga i Vedlegg 2.

5.5.4 Kostnad Fagervollan V3

	MNOK	MNOK
Elektromekanisk utstyr		
Pumpeturbinar		57
Stålkonstruksjonar		16
Generator og elektrisk utstyr		117
		190
Bygningstekniske arbeid		

Tunnelar og fjellrom	67	
Tilkomsttunnelar og tverrslag	70	
		137
Usikkerheit, 15%		49
Rentekostnadar i byggetida		29
Planlegging og administrasjon, 10%		33
Total kostnad		438

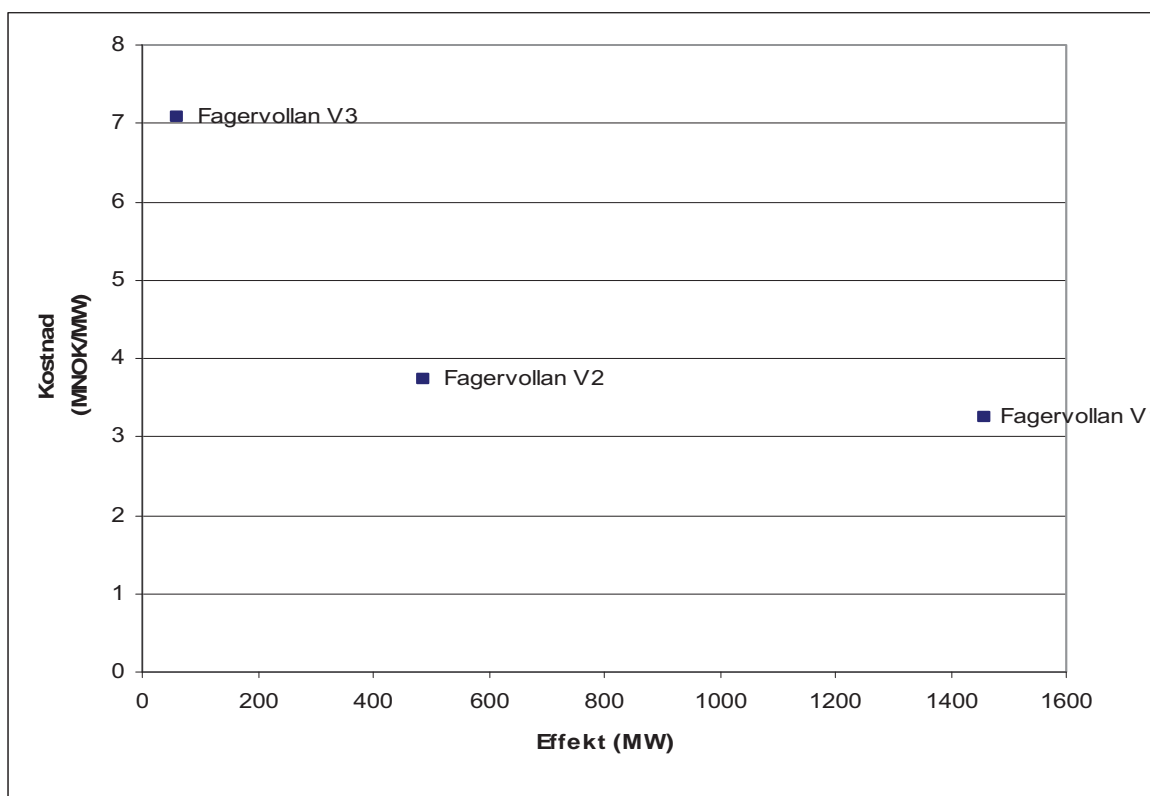
Tabell 5.13. Kostnadsestimat, Fagervollan V3.

5.6 Alternative løysingar

Fagervollan kan designast med alternative løysingar av same type som for Lassajavrre, sjå avsnitt 4.7.

5.7 Kostnadssamanlikning av alternativa

Figur 5.10 viser fram skilnaden i spesifikke kostnader (MNOK/MW) for dei tre alternativa for Fagervollan. Som for Lassajavrre er spesifikk kostnad høgast for det minste alternativet, og minkar med storleiken på kraftverka.



Figur 5.10. Spesifikke kostnadar for ulike alternativ.

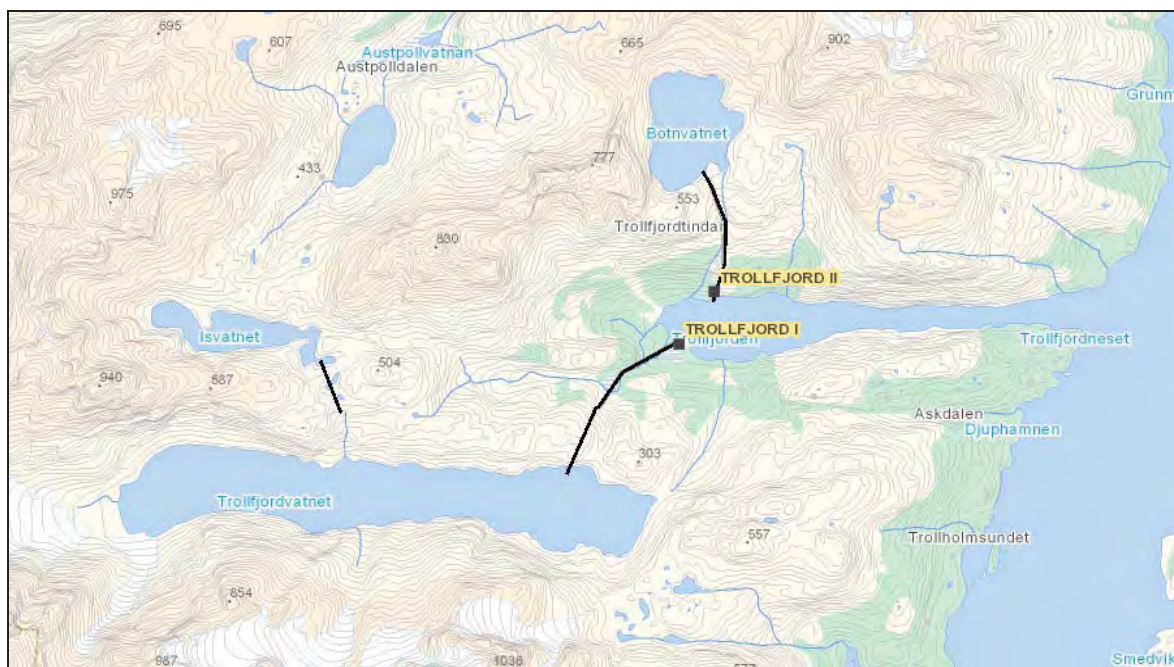
6 TROLLFJORD

6.1 Eksisterende kraftverk og magasin

Kraftverka Trollfjord I og II ligg innerst i Trollfjorden i Hadsel kommune i Nordland, og er eigd av Trollfjord Kraft AS. Trollfjord I nyttar vatten frå Trollfjordvatnet, mens Trollfjord II får vatn frå Botnvatnet. Begge kraftverka har utlaup i fjorden. Skilnaden i nivå mellom Trollfjordvatnet og Botnvatnet gjer at det er potensial for å bygge pumpekraftverk mellom dei to magasinane.

Trollfjord er valt fordi det er flaskehalsar i regional- og sentralnettet. Eksisterende kraftverk ligg på ei relativt overbelasta linje som forsyner Lofoten. I tillegg er det fleire planar for ny vindkraft i området.

Hovuddata for kraftverket er oppgitt i tabell 6.1 og 6.2.



Figur 6.1. Geografisk plassering av Trollfjord I og Trollfjord II kraftverk.

	Trollfjord I	Trollfjord II
Installert effekt	2,6 MW	1,4 MW
Slukeevne	1,9 m ³ /s	0,40 m ³ /s
Produksjon	13 GWh/yr	4 GWh/yr
Brutto trykkhøgd	178 m	420 m
Sett i drift	1952	1956
Plassering av kraftstasjon	I dagen	I dagen

Tabell 6.1. Hovuddata for Trollfjord I og II kraftverk.

	Botnvatnet	Trollfjordvatnet
Øvre/nedre magasin	Øvre	Nedre
HRV	451,9 m.o.h.	192 m.o.h.
LRV	439,9 m.o.h.	168,3 m.o.h.
Magasinvolument	3,6 Mm ³	17 Mm ³

Tabell 6.2. Magasindata for kraftverka.

6.2 Generell layout for pumpekraftverket

6.2.1 Oversikt

For Trollfjord er fire ulike alternativ vurdert. Det første er eit 1-dags alternativ med 2 aggregat. På grunn av det svake nettet i området har ein også vurdert eit andre 1-dags alternativ med 4 aggregat. Dei to alternativa representerer ulike gradar av fleksibilitet i pumpedrift. Ein får difor eit bilde på ekstrakostnaden ein må betale for auka fleksibilitet.

I Trollfjord er det øvre magasinet, Botnvatnet, mykje mindre enn det nedre magasinet, Trollfjordvatnet. Eit pumpekraftverk mellom dei to magasinerna får difor ikkje utnytta volumet i Trollfjordvatnet fullt ut. Difor har ein valt å vurdere eit tredje 1-dags alternativ der ein bygger ein ny dam ved Botnvatnet for å auke magasinvolumentet der.

Det fjerde alternativet er ein 3-dagars variant. 60-dagars alternativet er ikkje tatt med for Trollfjord sidan det ville blitt så lite (<1 MW). Ein oversikt over dei alternativa som er vurdert er vist under.

Alternativ	Nominell slukeevne	Nominell effekt	# Aggregat
V1, 1 dag	40 m ³ /s	100 MW	2
V1.1, 1 dag	40 m ³ /s	110 MW	4
V1.2, 1 dag, utviding av øvre magasin	155 m ³ /s	460 MW	4
V2, 3 dagar	14 m ³ /s	36 MW	2

Tabell 6.3. Oversikt over føreslåtte alternativ for Trollfjord pumpekraftverk.

6.2.2 Elektromekanisk utstyr

Trykkehøgde

Høgdeforskjellen mellom Botnvatnet og Trollfjordvatnet varierer mellom 283,6 m (når Botnvatnet er fullt og Trollfjordvatnet er på LRV) og 247,9 m (Når Botnvatnet er på LRV og Trollfjordvatnet er fullt). Pumpeturbinen er designa for å handtere heile dette spekteret, og med nominell trykkehøgde på 265 m (for alternativ V1.2. er nominell trykkehøgde 285 på grunn av ein høgare dam ved Botnvatnet).

Arbeidsvolum

For alternativ 1, 1.1 og 2, er arbeidsvolumet 3,6 Mm³, noko som tilsvarar heile magasinvolumentet til Botnvatnet. For alternativ 1.2, er arbeidsvolumet heile volumentet til det nye Botnvatnet magasinet på 13,3 Mm³.

Generell layout

Det er brukt turtalsregulerte aggregat for alle alternativa for å oppnå så stort driftsområde som mogleg, og for å kunne reagere raskt på behov i nettet.

6.2.3 Bygningstekniske arbeid

Tilkomst

Trollfjorden har ikkje tilkomst med veg i dag. Det finst ei lita hamn i nærleiken av eit av dei eksisterande kraftverka. Dei planlagde pumpekraftverka inkluderer ei oppgradering av hamna og nye tilkomstvegar. Dei nye tilkomstvegane er stor sett lagt i tunnel, men med vegar i dagen fram til inntak og andre anleggsdelar i dagen.

Koplingsanlegg

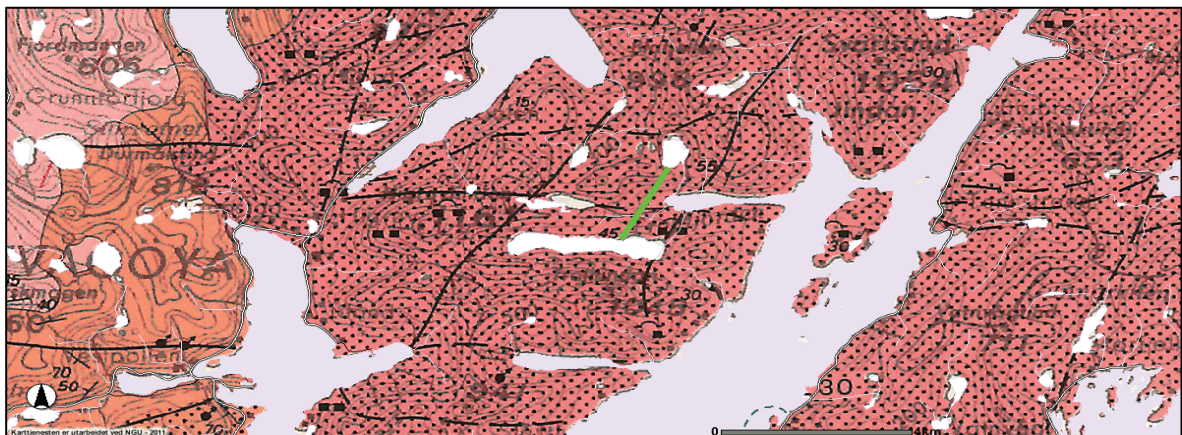
Det er ikkje valt noko endeleg plassering av koplingsanlegget, men det er føreslått i nærleiken av kraftstasjon/traforom.

Topografi

Fjellanlegga som er føreslått er plassert under god fjelloverdekning under ein kam mellom dei to magasina. Tilkomsttunnelar og behovet for å plassere luker og inntak/uttak på ønska nivå gir behov for tilkomstvegar i dagen.

Geologi

Geologien i området består av granittisk fjell med lineament i retning sør/sørvest-nord/nordaust, som vist i figur 6.2. Det kan også finnast forkastingar i området. Layouten er lagt innafør eit område omkransa av tre moglege forkastingar.



Figur 6.2. Geologisk kart over Trollfjordområdet som viser homogen fjellmasse med store lineament (NGU). Omtrentleg trase for ny tunnel vist med grønt.

Generell layout

For alle fire alternativa for Trollfjord vil to og to aggregat dele tillaupstunnel og utlaupstunnel. Traseen til vassvegen går mellom dei to magasina som vist i layoutteikningane i Vedlegg 3.

Inntaket/utlaupet iVdet øvre magasinet er planlagt utført som ein kanal med ei overgangssone optimert for å minimere falltap ved straum i begge retningar. Både i øvre og nedre magasin er det plassert inntaksrist og bjelkestengsel for tømning av vassvegen.

Tillaupstunnelen er omtrent 1500 m lang. Tunnelen er nært horisontal så langt som mogleg for å få så lågt trykk i tunnelen som mogleg. Dette gjer at behovet for sikring av fjellet blir mindre. I enden av den horisontale delen er det plassert ei svingesjakt.

Svingesjakt er førebels planlagt som ei vertikal sprengt sjakt med eit areal som gir moglegheit for maksimal massesvinging tilsvarande +/-12 m.

Etter svingesjakta går tunnelen over i eit 45 graders trykkrøyr i stål som går ned til nivået for kraftstasjonen. Før trykkrøyret går inn i stasjonen deler det seg i to i ein bifurkasjon som gir eit separat røyr til kvar turbin.

Maskinsalen er plassert slik at ein får god nok fjelloverdekning samtidig som ein får god nok avstand til bakkenivå der svingesjakta er plassert. Installasjonsnivået til pumpeturbinen er bestemt av designprogrammet. Maskinsalen er laga stor nok til å få plass til aggregata med kontrollrom og hjelpeutstyr. Som for Lassajavrre og Fagervollan er transformatoren plassert i eit eige fjellrom.

På nedstraums side av sugerøyet går utlaupsrøyra saman til ein utlaupstunnel pr. to aggregat. Ca. 100 meter nedstraums sugerøyet er det plassert ei ny svingesjakt. Denne svingesjakta er utforma på same måte som den i tillaupstunnelen, men med moglegheit for omtrent +/- 10 meter massesvinging.

Utlaupstunnelen er om lag 800 m lang.

Inntaket/utlaupet i nedre magasin er planlagt på same måte som i øvre magasin for å minimere tapa for straum i begge retningar, og med inntaksrist og bjelkestengsel.

6.3 Trollfjord V1 – 1 dag

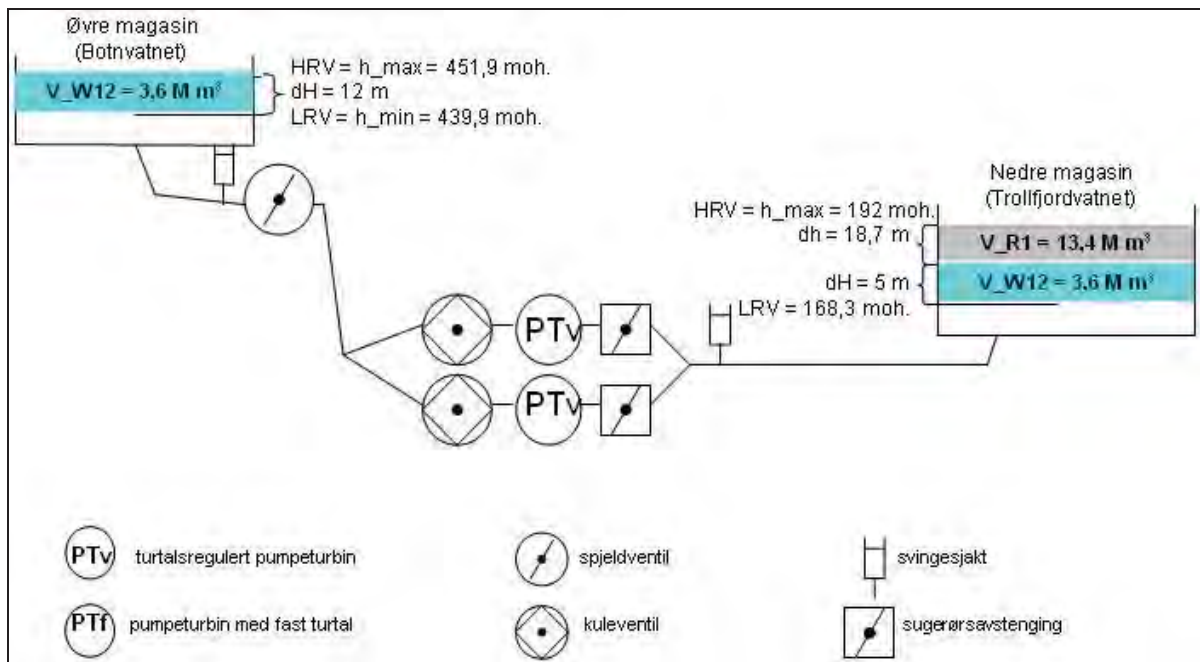
6.3.1 Oversikt

Trollfjord V1 er designa med 2 aggregat, og ein gjennomsnittleg slukeevne på 40 m³/s, som svarar til å tømme eller fyllje Botnvatnet på 24 timar. Begge aggregata er turtalsregulerte. Vassvegen består av ein tillaupstunnel, trykkrøyr av stål og ein utlaupstunnel. Eksisterande magasin er tatt vare på slik dei er, men med nye inntak og utlaup.

6.3.2 Elektromekanisk utstyr Trollfjord V1

Hovuddata og arrangement

Turbin:	2 reversible Francis pumpeturbinar	
Generator:	2 asynkrone motor-generatorar (n = 500 rpm, turtalsregulerte +/- 10%)	
Nominell effekt:	50 MW	
Nominell trykkhøgde:	265 m	
Nominell slukeevne:	22,3 m ³ /s	(turbindrift)
	18,4 m ³ /s	(pumpedrift)



Figur 6.3. Arrangement for Trollfjord V1.

Designdata for Francis-pumpeturbinen

Tabellen under viser designdata for dei turtalsregulerte aggregata. Fysiske dimensjonar og typeteikningar av turbinane finst i Vedlegg 3. Merk at sidan tunnelane er lange, er falltapa relativt høge.

			H_min	H_snitt	H_maks	H_maks pumpe		
Naudsynt brutto trykkhøgde			247,9	265,8	283,6	291,1*		
			Aggregat med fast turtal		Turtalsreg. aggregat (+-10%)			
			min	Nominell	maks	min		
						Nominell	maks	
Bruttofall turbin	h_n	[m]				247	265	295
Turtal	N	[rpm]				450	500	550
Slukeevne turbin	Q_Tu	[m³/s]				16,5	22,3	20,3
Effekt turbin	P_Tu	[MW]				36	50	50
Slukeevne pumpe	Q_Pu	[m³/s]				14	18,4	21
Effektforbruk pumpe	P_Pu	[MW]				37	52	55

Tabell 6.4. Designdata pumpeturbinar, Trollfjord V1.

* inkludert total falltap (7,5 m) i vassvegen

Designdata generator og elektrisk utstyr

Tabell 6.5 og 6.6 viser designdata og tal på einingar som er brukt for generatorar og elektrisk utstyr. Fysiske dimensjonar av utstyret er vist i Vedlegg 3.

	# Aggregat	Tekniske data
Turtalsregulerte aggregat	2	65 MVA, 10,5 kV, 3,6 kA, $\cos \phi = 0,85$

Tabell 6.5. Designdata generatorar, Trollfjord V1.

Komponent	# Einingar	Tekniske data	Kommentar
	v / f / a *		
Hovudtransformator	2 / 0 / 0	132/10,5 kV, 65 MVA	
Stasjonstransformator	0 / 0 / 2	10,5/0,4 kV; 1 MVA	For heile stasjonen
Statisk frekvensomformar	2 / 0 / 0	10 MW	
Høgspente brytarar	2 / 0 / 0		
Instrumentering og kontroll	12 / 0 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	6 per aggregat
Elektrisk vern	12 / 0 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	6 per aggregat

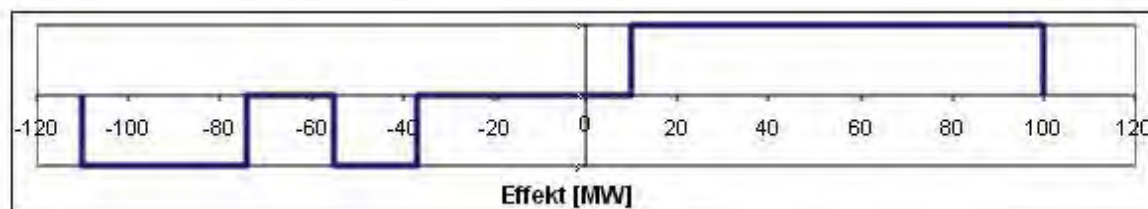
Tabell 6.6. Designdata elektrisk utstyr, Trollfjord V1.

Dei statiske frekvensomformarane blir brukt til å starte opp i pumpedrift og for å bremse med energigjenvinning i turbindrift. For redundans/moglegheit til å redusere bremse/oppstartstida er det her føreslått to omformarar. Brytarane består av eit modulbasert skapsystem med effektbrytar.

Driftsområde for kraftstasjonen

I turbindrift kan kraftstasjonen drivast trinlaust mellom 10 MW og 100 MW.

I pumpedrift kan dei turtalsregulerte aggregata variere mellom -37 MW og -55 MW avhenging av trykkhøgde og turtal. Det betyr at effektforbruk mellom -55 MW og -74 MW (2 * -37 MW) ikkje er tilgjengeleg. Maksimalt effektforbruk i pumpedrift er -110 MW. Figur 6.4 under illustrerer driftsområdet til pumpekraftverket.



Figur 6.4. Driftsområde for Trollfjord V1.

6.3.3 Bygningstekniske arbeid Trollfjord V1

For 1-dags alternativet er utrekningane basert på ein layout med ein råsprengt tunnel. Det er valt ei vasshastigheit på 2,0 m/s i tillaupstunnelen, noko som tilsvarar eit tunneltverrsnitt på 21 m² med hesteskoforma tverrsnitt. Hovuddimensjonane i vassvegen er vist under:

	Tverrsnittsareal [m ²]	Hastigheit på vatnet [m/s]
Ufora tillaupstunnel	21	2,0
Trykkrøyr i stål	10,4	4,0
Ufora utlaupstunnel	30	1,4

Tabell 6.7. Tverrsnittsareal i vassveg, Trollfjord V1.

6.3.4 Kostnader Trollfjord V1

	MNOK	MNOK
Elektromekanisk utstyr		
Pumpeturbinar	101	
Stålkonstruksjonar	27	
Generator og elektrisk utstyr	212,6	
		340,2
Bygningstekniske arbeid		
Tunnelar og fjellrom	99	
Tilkomstunnelar og tverrslag	125	
		224
Usikkerheit, 15%		85
Rentekostnader i byggetida		51
Planlegging og administrasjon, 10%		56
Total kostnad		756

Tabell 6.8. Kostnadsestimat, Trollfjord V1.

6.4 Trollfjord V1.1 – 1 dag, 4 aggregat

6.4.1 Oversikt

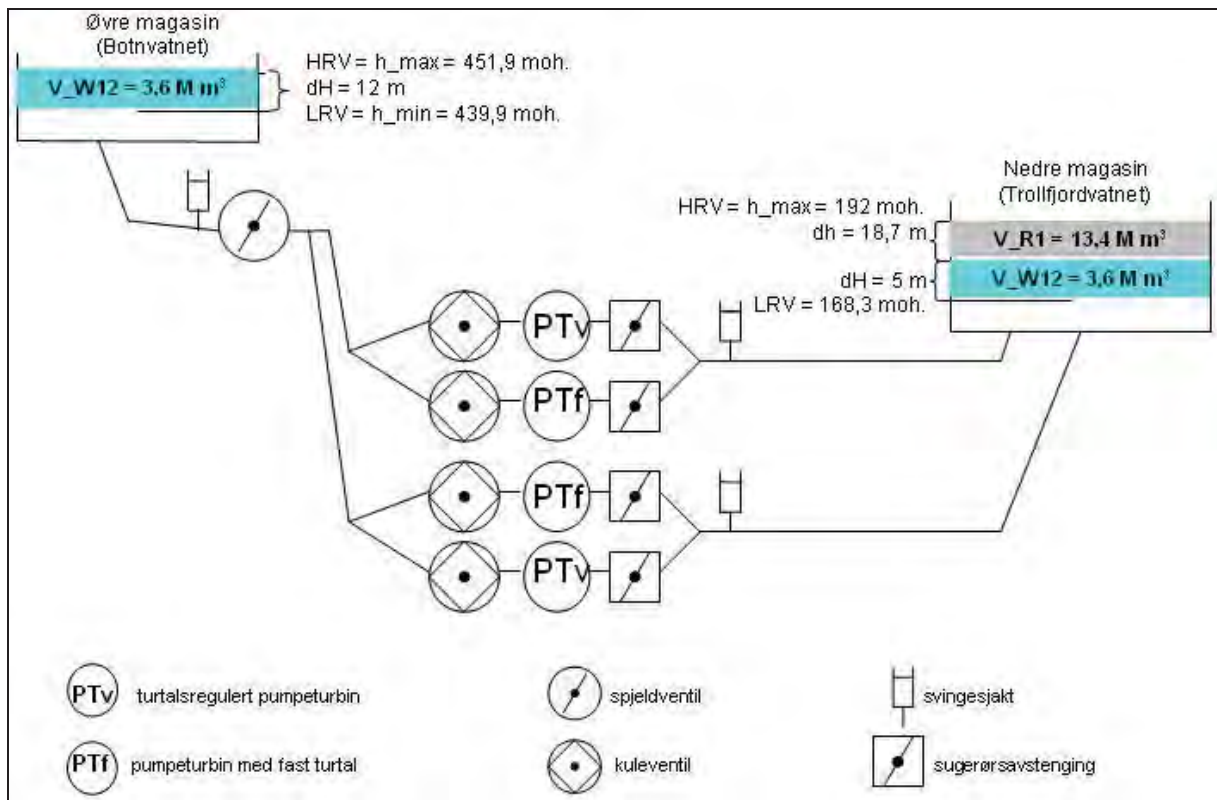
Trollfjord V1.1 er designa med 2 synkrone og 2 asynkrone aggregat, ein gjennomsnittleg slukeevne på 40 m³/s. Vassvegen består av ein tillaupstunnel som delar seg i to etter svingesjakta, trykkkrøyr av stål og ein utlaupstunnel som for V1.

6.4.2 Elektromekanisk utstyr Trollfjord V1.1

For dette alternativet er det brukt to synkrone og to asynkrone aggregat. Nominell effekt for kvart av dei er difor halvparten av aggregata i V1.

Hovuddata og arrangement

Turbin:	4 reversible Francis pumpeturbinar
Generator:	2 synkrone motor-generatorar (n = 750 rpm), 2 asynkrone motor-generatorar (turtalsreg. +/- 10%)
Nominell effekt:	28 MW
Nominell trykkhøgde:	265 m
Nominell slukeevne:	11 m ³ /s (turbindrif) 9,4 m ³ /s (pumpedrift)



Figur 6.5. Arrangement for Trollfjord V1.1.

Designdata for Francis-pumpeturbinen

Tabellen under viser designdata både for dei turtalsregulerte aggregata og dei med fast turtal. Fysiske dimensjonar og typeteikningar av turbinane finst i Vedlegg 3. Også i alternativ V1.1 er det relativt store tap i vassvegen.

			H_min	H_snitt	H_maks	H_maks pumpe		
Naudsynt brutto trykkhøgð			247,9	265,8	283,6	291,8*		
			Aggregat med fast turtal			Turtalsreg. aggregat (+-10%)		
			min	Nominell	maks	min	Nominell	maks
Bruttofall turbin	h_n	[m]	247	265	295	247	265	295
Turtal	N	[rpm]	750	750	750	675	750	825
Slukeevne turbin	Q_{Tu}	[m³/s]	11	11	10,7	9	11	10,5
Effekt turbin	P_{Tu}	[MW]	24,5	27	28	18	27	28
Slukeevne pumpe	Q_{Pu}	[m³/s]	10,2	9,4	8,6	7	9,4	8,5
Effektforbruk pumpe	P_{Pu}	[MW]	27,5	27	26	18,5	27	28

Tabell 6.9. Designdata pumpeturbinar, Trollfjord V1.1.

* inkludert total falltap (8,2 m) i vassvegen

Designdata generator og elektrisk utstyr

Tabell 6.10 og 6.11 under viser designdata og tal på einingar som er brukt for generatorar og elektrisk utstyr. Fysiske dimensjonar av utstyret er vist i Vedlegg 3.

	# Aggregat	Tekniske data
Aggregat med fast turtal	2	35 MVA, 6 kV, 3,4 kA, $\cos \phi = 0,8$
Turtalsregulerte aggregat	2	35 MVA, 6 kV, 3,4 kA, $\cos \phi = 0,85$

Tabell 6.10. Designdata generatorar, Trollfjord V1.1.

Komponent	# Einingar	Tekniske data	Kommentar
	v / f / a *		
Hovudtransformator	2 / 2 / 0	132/6 kV, 40 MVA	
Magnetiserings transformator	0 / 2 / 0	0,4 MVA	
Stasjonstransformator	0 / 0 / 2	6/0,4 kV; 1 MVA	For heile stasjonen
Statisk frekvensomformar	2 / 0 / 0	10 MW	
Statisk frekvensomformar	0 / 2 / 0	3 MW	
Høgspente brytarar	2 / 0 / 0		
Instrumentering og kontroll	12 / 12 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	6 per aggregat
Elektrisk vern	12 / 12 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	6 per aggregat

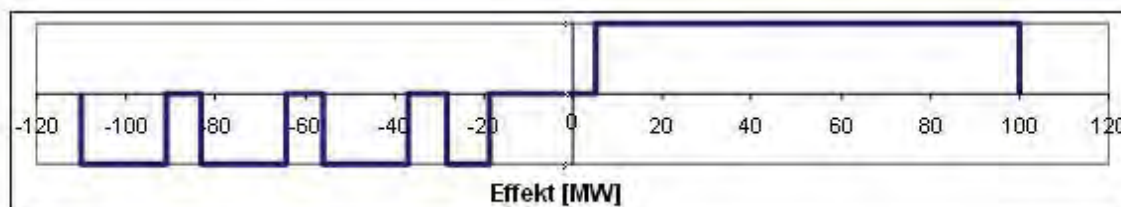
Tabell 6.11. Designdata elektrisk utstyr, Trollfjord V1.1.

Dei statiske frekvensomformarane blir brukt til å starte opp i pumpedrift og for å bremse med energigjenvinning i turbindrift. For redundans/moglegheit til å redusere bremse/oppstartstida er det her føreslått to omformarar. Brytarane består av eit modulbasert skapsystem med effektbrytar.

Driftsområde for kraftstasjonen

I turbindrift kan kraftstasjonen drivast trinlaust mellom 5 MW og 100 MW.

I pumpedrift kan dei turtalsregulerte aggregata variere mellom -18 MW og -28 MW avhenging av trykkhøgde og turtal. Det betyr at effektforbruk mellom -28 MW og -36 MW (2 * -18 MW) ikkje er tilgjengeleg. Tilsvarande høl i driftsområdet oppstår kvar gong eit nytt aggregat, med fast turtal, på 27 MW blir koplå inn. Maksimalt effektforbruk i pumpedrift er -110 MW. Figur 6.6 illustrerer driftsområdet til pumpekraftverket.



Figur 6.6. Driftsområde for Trollfjord V1.1.

Samanlikna med alternativ V1 med 2 aggregat er dette alternativet meir fleksibelt i pumpedrift. Minste effektforbruk er redusert frå -37 MW til -18 MW.

6.4.3 Bygningstekniske arbeid Trollfjord V1.1

Trollfjord V1.1 er designa med same layout som V1 bortsett frå at tunnelen delar seg i to nedstraums svingesjakta. Om ein i standen hadde bygd to parallelle tunnelar ville tverrsnittet blitt for lite.

6.4.4 Kostnad Trollfjord V1.1

	MNOK	MNOK
Elektromekanisk utstyr		
Pumpeturbinar	156	
Stålkonstruksjonar	31	
Generator og elektrisk utstyr	256	
		443
Bygningstekniske arbeid		
Tunnelar og fjellrom	125	
Tilkomsttunnelar og tverrslag	128	
		253
Usikkerheit, 15%		104
Rentekostnadar i byggetida		63
Planlegging og administrasjon, 10%		70
Total kostnad		933

Tabell 6.12. Kostnadsestimat, Trollfjord V1.1.

6.5 Trollfjord V1.2 – 1 dag, 4 aggregat, utvida øvre magasin

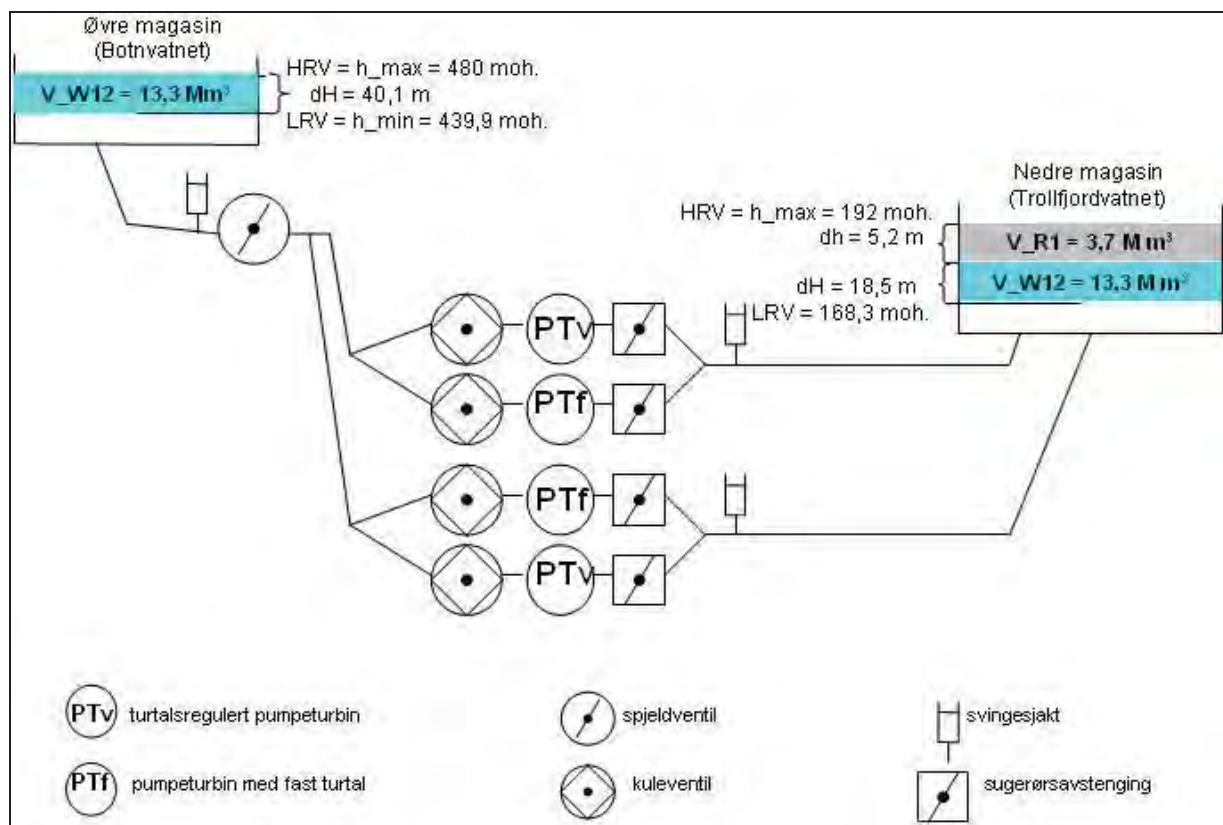
6.5.1 Oversikt

Ved å utvide det øvre magasinet (Botnvatnet), aukar arbeidsvolumet til 13,3 Mm³. Øvre nivå i magasinet blir da heva frå 451,9 m.o.h. til 480 m.o.h. For å tømme det utvida magasinet på 24 timar, må gjennomsnittleg slukeevne vere omtrent 155 m³/s.

6.5.2 Elektromekanisk utstyr Trollfjord V1.2

Hovuddata og arrangement

Turbin:	4 reversible Francis pumpeturbinar	
Generator:	2 synkrone motor-generatorar (n = 428,6 rpm)	
	2 asynkrone motor-generatorar (turtalsreg +/- 10%)	
Nominell effekt:	115 MW	
Nominell trykkhøgde:	285 m	
Nominell slukeevne:	42 m ³ s	(turbindrift)
	35 m ³ /s	(pumpedrift)



Figur 6.7. Arrangement for Trollfjord V1.2.

Designdata for Francis-pumpeturbinen

Tabell 6.13 viser designdata både for dei turtalsregulerte aggregata og dei med fast turtal. Fysiske dimensjonar og typeteikningar av turbinane finst i Vedlegg 3.

			H_min	H_snitt	H_maks	H_maks pumpe	
Naudsynt brutto trykkhøgde			247,9	285,8	311,7	317,4*	
			Aggregat med fast turtal			Turtalsreg. aggregat (+10%)	
			min	Nominell	maks	min	Nominell maks
Bruttofall turbin	h_n	[m]	247	285	317	247	285 320
Turtal	N	[rpm]	428,6	428,6	428,6	385,7	428,6 471,5
Slukeevne turbin	Q_Tu	[m³/s]	42	44	38	38,3	44 41
Effekt turbin	P_Tu	[MW]	87	115	115	83	115 115
Slukeevne pumpe	Q_Pu	[m³/s]	40	35	29,5	30	35 32
Effektforbruk pumpe	P_Pu	[MW]	112,5	110	100	78	110 115

Tabell 6.13. Designdata pumpeturbinar, Trollfjord V1.2.

* inkludert total falltap (5,7 m) i vassvegen

Designdata generator og elektrisk utstyr

Tabell 6.14 og 6.15 viser designdata og tal på einingar som er brukt for generatorar og elektrisk utstyr. Fysiske dimensjonar av utstyret er vist i Vedlegg 3.

	# Aggregat	Tekniske data
Aggregat med fast turtal	2	145 MVA, 14 kV, 6 kA, $\cos \phi = 0.8$
Turtalsregulerte aggregat	2	145 MVA, 14 kV, 6 kA, $\cos \phi = 0.85$

Tabell 6.14. Designdata generatorar, Trollfjord V1.2.

Komponent	# Einingar v / f / a *	Tekniske data	Kommentar
Hovudtransformator	2 / 2 / 0	420/14 kV, 145 MVA	
Magnetiserings transformator	0 / 2 / 0	1,6 MVA, 14/0,4 kV	
Magnetiseringstransformator hjelpesystem	0 / 2 / 0	0,25 MVA, 14/0,4 kV	
Stasjonstransformator	0 / 0 / 2	14/10 kV; 8 MVA	
Statisk frekvensomformar	2 / 0 / 0	30MW (2x15 MW)	
Statisk frekvensomformar	0 / 2 / 0	12 MW	
Høgspente brytarar	0 / 2 / 0		
Instrumentering og kontroll	12 / 12 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	
Elektrisk vern	12 / 12 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	

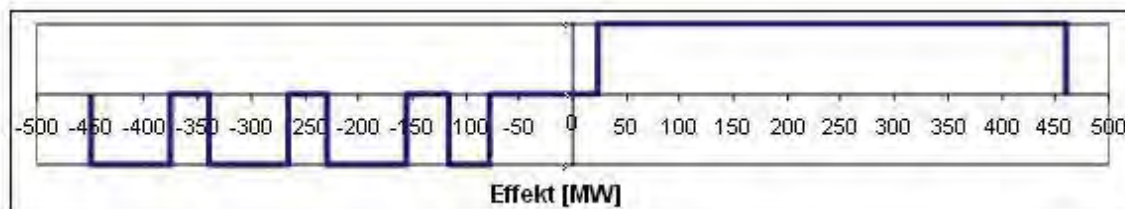
Tabell 6.15. Designdata elektrisk utstyr, Trollfjord V1.2.

Driftsområde for kraftstasjonen

Dette alternativet er meir fleksibelt i pumpedrift samanlikna med V1 sidan ein har fleire aggregat. Med utvidinga av øvre magasin får ein ein effekt i kraftverket som er omtrent 4,5 gongar så stor som dei andre alternativa.

I turbindrift kan kraftstasjonen drivast trinlaust mellom 23 MW og 460 MW. I pumpedrift kan dei turtalsregulerte aggregata variere mellom -78 MW og -115 MW avhenging av trykkehøgde og turtal. Det betyr at effektforbruk mellom -115 MW og -156 MW ($2 * -78$ MW) ikkje er tilgjengeleg. Tilsvarande høl i driftsområdet oppstår kvar gong eit nytt aggregat, med fast turtal, på 110 MW blir koplå inn. Maksimalt effektforbruk i pumpedrift er -450 MW.

Området mellom -340 MW ($1 * -110$ MW + $2 * -115$ MW) og -376 MW ($2 * -110$ MW + $2 * -78$ MW) kan ein eventuelt dekke med eit tredje turtalsregulert aggregat. Men sidan det truleg ikkje er behov for dette området så ofte er det tvilsamt om de ekstra kostnadane med eit ekstra turtalsregulert aggregat kan forsvarast. Figur 6.8 illustrerer driftsområdet til pumpekraftverket.

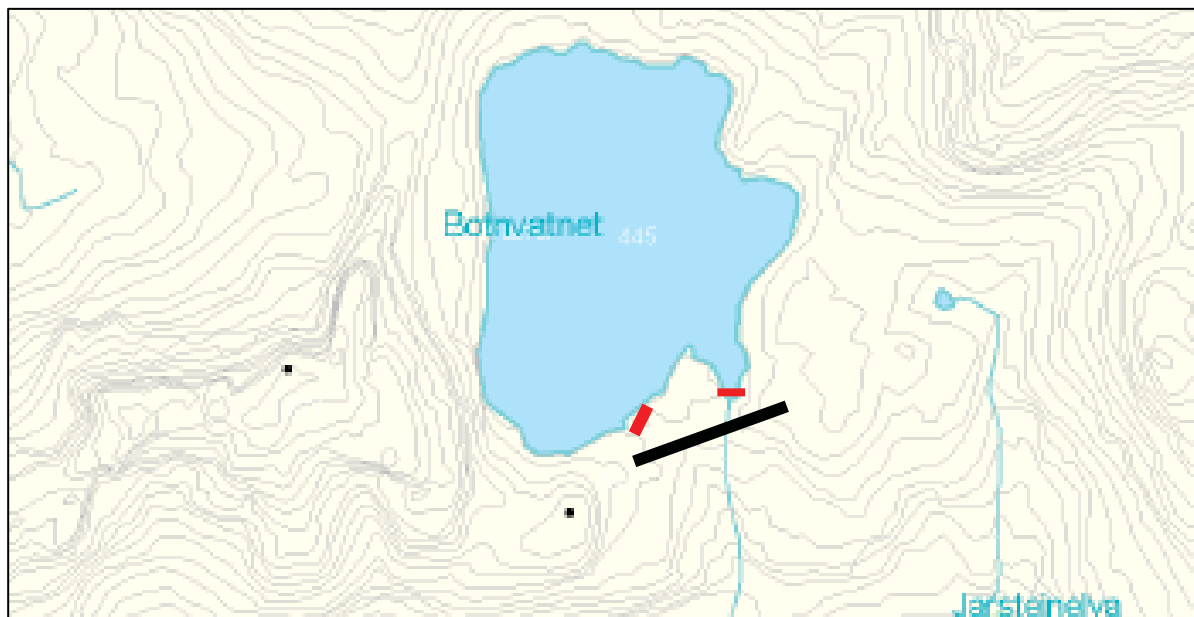


Figur 6.8. Driftsområde Trollfjord V1.2.

6.5.3 Bygningstekniske arbeid Trollfjord V1.2

Sidan Botnvatnet er mykje mindre enn Trollfjordvatnet er det mogleg å auke arbeidsvolumet kraftig om ein aukar volumet i Botnvatnet.

Topografien tyder på at dette er mogleg ved å bygge ein ny dam i den sørlige enden av Botnvatnet. I denne rapporten er det planlagt ein ny steinfallingsdam som er omtrent 30 m høg. Dette vil heve HRV til 480 m.o.h. og auke magasinvolümet til om lag 13,3 Mm³. I høve geologien er det truleg mogleg å bygge dammen enda høgare, men det er truleg grenser for kva ein kan få konsesjon til med tanke på miljø og at dammen blir synlig frå fjorden. Figur 6.9 viser ei skisse av tenkt plassering for ny dam.



Figur 6.9. Skisse som viser plassering av ny dam ved Botnvatnet (svart). Eksisterande dammar er vist med raudt.

Design av vassvegen er som for alternativ V1.1, berre med auka tverrsnittsareal. Det er valt ei vasshastigheit på 2,3 i tillaupstunnelen, noko som tilsvarar eit tunneltverrsnitt på 67 m² med hesteskoforma tverrsnitt. Hovuddimensjonane i vassvegen er vist under:

	Tverrsnittsareal [m ²]	Hastigheit på vatnet [m/s]
Ufora tillaupstunnel	67	2,3
Trykkroyr i stål	19,2	4,0
Ufora utlaupstunnel	103	1,5

Tabell 6.16. Tverrsnittsareal i vassveg, Trollfjord V1.2.

6.5.4 Kostnadar Trollfjord V1.2

	MNOK	MNOK
Elektromekanisk utstyr		
Pumpeturbinar		316
Stålkonstruksjonar		181
Generator og elektrisk utstyr		615
		1112
Bygningstekniske arbeid		
Tunnelar, fjellrom og ny dam		489

Tilkomsttunnelar og tverrslag	148	637
Usikkerheit, 15%		262
Rentekostnadar i byggetida		210
Planlegging og administrasjon, 10%		175
Total kostnad		2396

Tabell 6.17. Kostnadsestimat, Trollfjord V1.2

6.6 Trollfjord V2 – 3 dagar

6.6.1 Oversikt

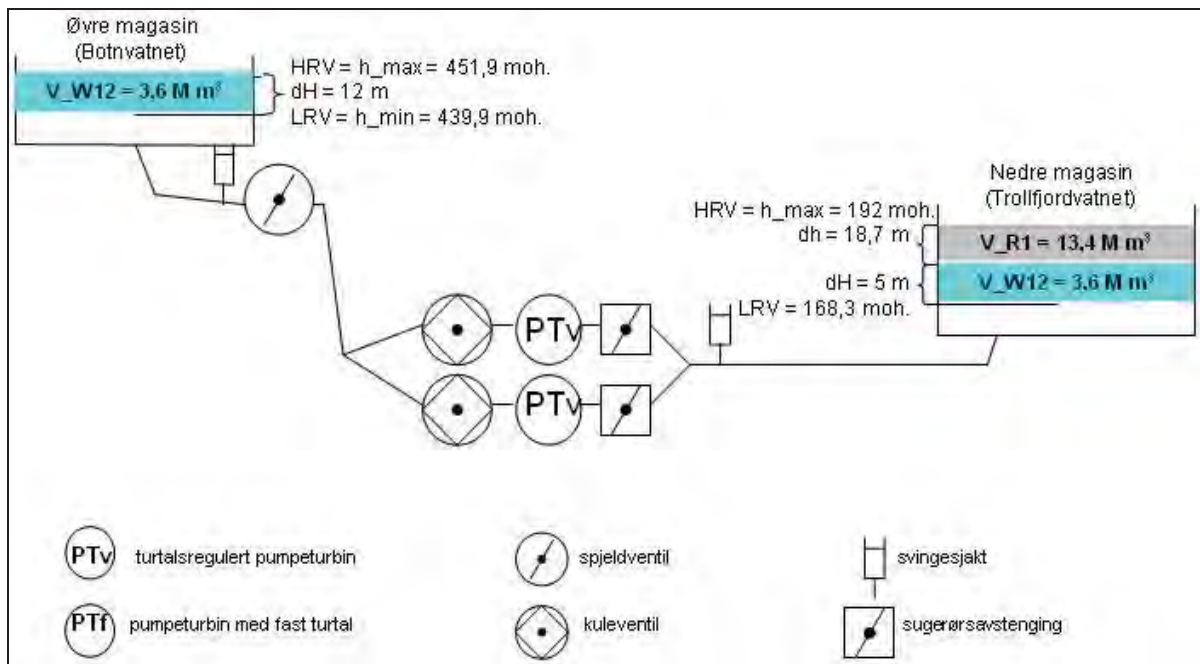
Trollfjord V2 er designa med bruk av dagens magasinvolym (inga utviding av Botnvatnet). Det blir to aggregat med samla gjennomsnittleg slukeevne på 14 m³/s. Vassvegen består av ein tillaupstunnel, trykkør av stål og ein utlaupstunnel.

6.6.2 Elektromekanisk utstyr Trollfjord V2

Hovuddata og arrangement

Turbin:	2 reversible Francis pumpeturbinar	
Generator:	2 asynkron motor-generatorar (n = 750 rpm, turtalsregulert +/- 10%)	
Nominell effekt:	18 MW	
Nominell trykkhøgde:	265 m	
Nominell slukeevne:	7,7 m ³ /s	(turbindrift)
	6 m ³ /s	(pumpedrift)

Aggregata er utstyrt med ein 25 MVA asynkron generator for turtalsregulering.



Figur 6.10. Arrangement for Trollfjord V2.

Designdata for Francis-pumpeturbinen

Tabellen under viser designdata for dei turtalsregulerte aggregata. Fysiske dimensjonar og typeteikningar av turbinane finst i Vedlegg 3.

			H_min	H_snitt	H_maks	H_maks pumpe		
Naudsynt brutto trykkhøg			247,9	265,8	283,6	286,2*		
			Aggregat med fast turtal		Turtalsreg. aggregat (+-10%)			
			min	Nominell	maks	min		
			Nominell			Nominell		
Bruttofall turbin	h_n	[m]				247	265	290
Turtal	N	[rpm]				675	750	825
Slukeevne turbin	Q_Tu	[m³/s]				6,8	7,7	8,2
Effekt turbin	P_Tu	[MW]				16,9	18	20
Slukeevne pumpe	Q_Pu	[m³/s]				4,5	6	7,5
Effektforbruk pumpe	P_Pu	[MW]				12	17,5	18,2

Tabell 6.18. Designdata pumpeturbinar, Trollfjord V2.

* inkludert total falltap (2,6 m) i vassvegen

Designdata generator og elektrisk utstyr

Tabell 6.19 og 6.20 viser designdata og tal på einingar som er brukt for generatorar og elektrisk utstyr. Fysiske dimensjonar av utstyret er vist i Vedlegg 3.

	# Aggregat	Tekniske data
Turtalsregulerte aggregat	2	25 MVA, 6 kV, 2,4 kA, $\cos \phi = 0.8$

Tabell 6.19. Designdata generatorar, Trollfjord V2.

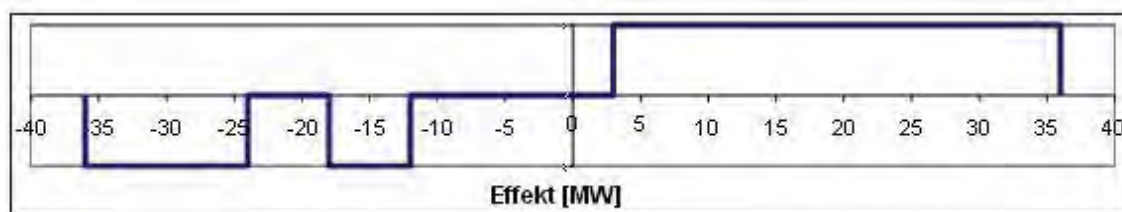
Komponent	# Einingar v / f / a *	Tekniske data	Kommentar
Hovudtransformator	2 / 0 / 0	132/6 kV, 25 MVA	
Stasjonstransformator	0 / 0 / 2	6/0,4 kV; 0,8 MVA	
Statisk frekvensomformar	2 / 0 / 0	4 MW	
Statisk frekvensomformar	2 / 0 / 0		
Høgspente brytarar	12 / 0 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	
Instrumentering og kontroll	12 / 0 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	

Tabell 6.20. Designdata elektrisk utstyr, Trollfjord V2.

Driftsområde for kraftstasjonen

I turbindrift kan kraftstasjonen drivast trinlaust mellom 3 MW og 36 MW.

I pumpedrift kan dei turtalsregulerte aggregata variere mellom -12 MW og -18 MW avhenging av trykkhøgde og turtal. Det betyr at effektforbruk mellom +3 MW og -12 MW ikkje er tilgjengeleg. Maksimalt effektforbruk i pumpedrift er -36 MW. Figur 6.11 illustrerer driftsområdet til pumpekraftverket.



Figur 6.11. Driftsområde Trollfjord V2.

6.6.3 Bygningstekniske arbeid Trollfjord V2

Trollfjord V2 har same layout som V1 men med mindre tverrsnittsareal. V2 gir lågare hastigheit på vatnet i tunnelane på grunn av bestemt minstetverrsnitt i tunnelane på 20 m². Utløpstunnelen får same tverrsnittsareal sidan vasshastigheita likevel blir låg. Tunneltverrsnittet får betydning for utsprengt volum, men gir samtidig mindre falltap i tunnelen, og er raskare å drive enn for mindre tverrsnitt.

	Tverrsnittsareal [m ²]	Hastigheit på vatnet [m/s]
Ufora tilløpstunnel	20	0,7
Trykkøyr i stål	9,3	1,5
Ufora utløpstunnel	20	0,7

Tabell 6.21. Tverrsnittsareal i vassveg, Trollfjord V2

6.6.4 Kostnad Trollfjord V2

	MNOK	MNOK
Elektromekanisk utstyr		
Pumpeturbinar		53
Stålkonstruksjonar		18
Generator og elektrisk utstyr		146
		217

Bygningstekniske arbeid	
Tunnelar og fjellrom	87
Tilkomsttunnelar og tverrslag	124
	211
Usikkerheit, 15%	64
Rentekostnadar i byggetida	39
Planlegging og administrasjon, 10%	43
Total kostnad	574

Tabell 6.22. Kostnadsestimat, Trollfjord V2.

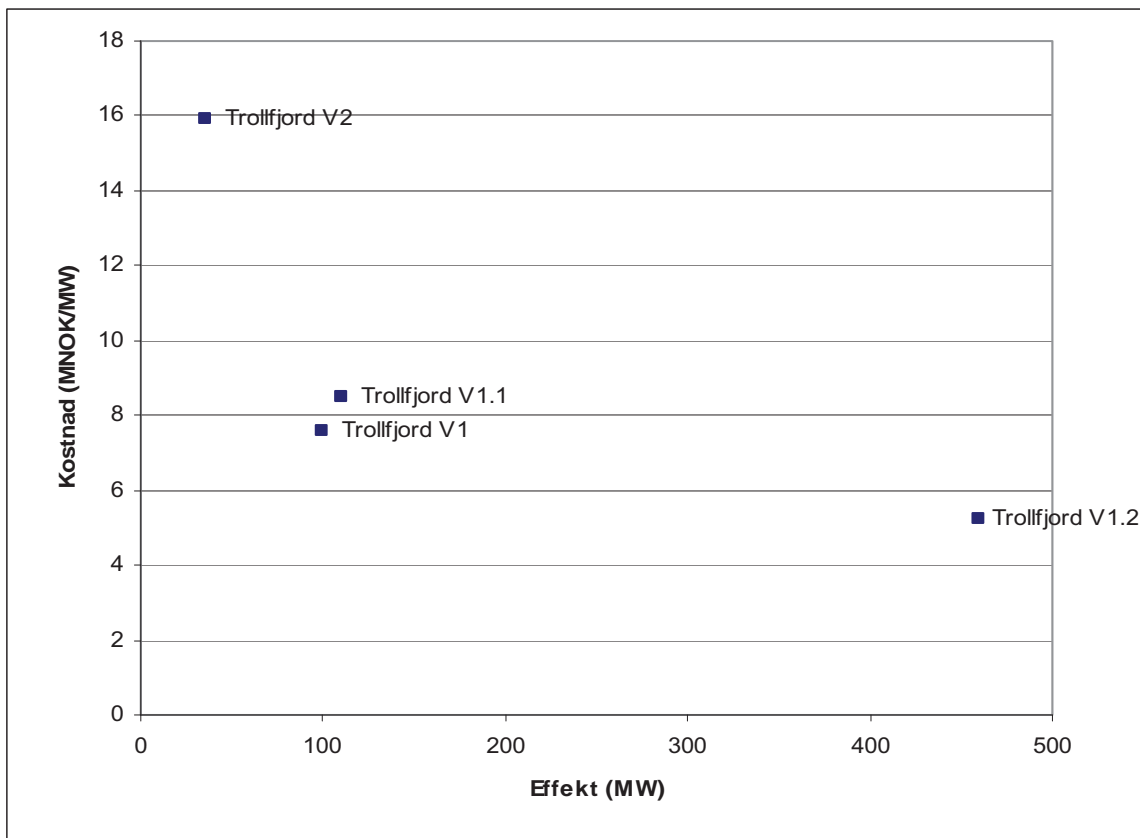
6.7 Alternative løysingar

Alle dei alternative løysingane som er lista opp for Lassajavrre (sjå avsnitt 4.7) er også moglege for Trollfjord. I tillegg kan det vere eit alternativ å legge delar av vassvegen i nedgravne røyr i standen for tunnel, i alle fall for V2-alternativet.

For alternativ V1.2 med utvida øvre magasin, kan eit alternativ til å bygge ny dam for å heve HRV, vere å senke LRV. Noverande LRV er gitt i konsesjonsvilkåra for dagens anlegg, men eit nytt reguleringsregime kan søkast om i samband med bygging av pumpekraftverk på staden. For å kartlegge samanhengen mellom senking av LRV og nytt volum må det gjerast nye undersøkingar. Eit slikt alternativ vil kunne bli billigare enn det som er føreslått her sidan ein unngår å bygge ny dam.

6.8 Kostnadssamanlikning av alternativa

Figur 6.12 viser fram skilnaden i spesifikke kostnader (MNOK/MW) for dei fire alternativa for Trollfjord. Som for Lassajavrre og Fagervollan er spesifikk kostnad høgast for det minste alternativet, og minkar med storleiken på kraftverka. Skilnaden i spesifikk kostnad mellom V1 og det meir fleksible V1.1. er omtrent 12%.



Figur 6.12. Spesifikke kostnader for ulike alternativ.

7 BLÅFALLI V

7.1 Eksisterende kraftverk og magasin

Blåfalli V kraftverk ligg i Kvinnherad kommune i Hordaland, og er eigd av SKL Produksjon AS. Kraftverket ligg mellom magasinane Midtbotnvatnet og Blådalsvatnet, og er ein del av eit større system som består av fem kraftverk og åtte magasin.

Kraftverket er valt fordi det er flaskehalsar i omliggjande nett sør for Tyssa, og det er stort potensial for småkraft i området. Hovuddata for kraftverket er oppgitt i tabell 7.1 og 7.2 under.



Figur 7.1. Geografisk plassering av Blåfalli V kraftverk.

Installert effekt	8,1 MW
Slukeevne	17,3 m ³ /s
Produksjon	26 GWh/yr
Brutto trykkhøgde	56 m
Sett i drift	2002
Plassering av kraftstasjon	I fjell

Tabell 7.1. Hovuddata for Blåfalli V kraftverk.

	Midtbotnvatnet	Blådalsvatnet
Øvre/nedre magasin	Øvre	Nedre
HRV	770 m.o.h.	711 m.o.h.
LRV	700 m.o.h.	611 m.o.h.

Tabell 7.2. Magasindata for Blåfalli V kraftverk.

7.2 Generell layout for pumpekraftverket

7.2.1 Oversikt

For Blåfalli pumpekraftverk har ein sett på alternativ for 1, 3 og 60 dagars tømning av arbeidsvolumet. Oversikt over alternativa er vist i tabell 7.3.

Alternativ	Nominell slukeevne	Nominell effekt	# Aggregat
V1, 1 dag	810 m ³ /s	1000 MW	4
V2, 3 dagar	293 m ³ /s	340 MW	2
V3, 60 dagar	14,5 m ³ /s	18 MW	1

Tabell 7.3. Oversikt over føreslåtte alternativ for Blåfalli pumpekraftverk.

7.2.2 Elektromekanisk utstyr

Trykkhøgde

Høgdeforskjellen mellom Midtbotnvatnet og Blådalsvatnet varierer mellom 159 m (når Midtbotnvatnet er fullt og Blådalsvatnet er på LRV) og -11 (når Midtbotnvatnet er på LRV og Blådalsvatnet er fullt). Pumpeturbinar kan ikkje driftast ned mot trykkhøgde på 0 m. Det som sett grensa for dette er at det oppstår kavitasjon i pumpedrift når trykkhøgda blir for låg. Dei valte turbinane for Blåfalli er likevel designa slik at dei skal kunne handtere så stor variasjon som mogleg.

For å få så stor trykkhøgde som mogleg bør øvre magasin vere så fullt som mogleg, og nedre magasin ha eit reservevolum.

Informasjon frå leverandørar tydar på at det er mogleg å lage ein turbin som handterer variasjon i trykkhøgde frå 60 meter opp til 159 m for 1- og 3-dagars alternativa. Sidan relative tap i eit lite løpehjul er litt større enn i eit stort løpehjul, og vasstraumen noko mindre stabil, er det anteke at minste moglege trykkhøgde for 60-dagars alternativet er 70 m.

Det er ikkje umuleg at ein kan redusere minimumstrykkhøgda enda meir enn dette med god hydraulisk design. Truleg vil ein med optimale forhold kunne få ein Francis pumpeturbin som kan variere mellom 160 m og heilt ned til 45 meter trykkhøgde, men dette har ein ikkje fått bekrefte frå leverandørar. I denne omgangen har ein difor valt å bruke ei meir konservativ minste trykkhøgde på 60 m, som ein har fått bekrefte er teknisk mogleg.

Arbeidsvolum

Med variasjon frå 60 til 160 m ($h_{\min} = 0,375 * h_{\max}$) for 1- og 3-dagars alternativa, får ein eit arbeidsvolum på 73,5 Mm³.

Variasjon frå 70 til 160 m for 60-dagars alternativet, får ein eit arbeidsvolum på 66 Mm³. Vassnivå, arbeidsvolum, dødt volum og reservevolum kan ein sjå i arrangementsteikninga under avsnitta om kvart alternativ.

Merk at når det øvre magasinet er tomt, og det nedre nesten fullt, kan ikkje pumpeturbinane gå. I eit slikt tilfelle må ein få fylt øvre magasin på ein anna måte (naturlig tilsig eller overføring frå oppstraums magasin), eller så må ein tømme det nedre magasinet ned til eit

nivå som gjer at ein kjem innafør minste trykkhøgde for pumping slik at pumpe turbinane kan startast.

Merk også at sjølv om pumpekraftverket er designa slik at det kan tømme nedre magasin ned til LRV på kote 611, har Blåfalli III kraftverk, som ligg nedstraums, inntak i magasinet på kote 631. Slik det er planlagt vil difor pumpekraftverket kunne påverke drifta i det eksisterande systemet. I vidare planlegging og optimering av layout må dette takast med i vurderinga.

Generell layout

For å handtere den variasjonen i trykkhøgde som er omtala i 7.2.2, må alle aggregata vere utstyrt med turtalsregulering. Dette er brukt i designen.

7.2.3 Bygningstekniske arbeid

Tilkomst

Blåfalli V kraftverk ligg i nærleiken av Hardangerfjorden med tilkomst frå Fv 40 og ei mogleg hamn i Rosendal, omtrent 80 km frå prosjektområdet. Halvparten av distansen er på Fv 40, og resten på anleggsveggar. Anleggsvegane må truleg oppgraderast for å kunne handtere tyngre trafikk.

Koplingsanlegg

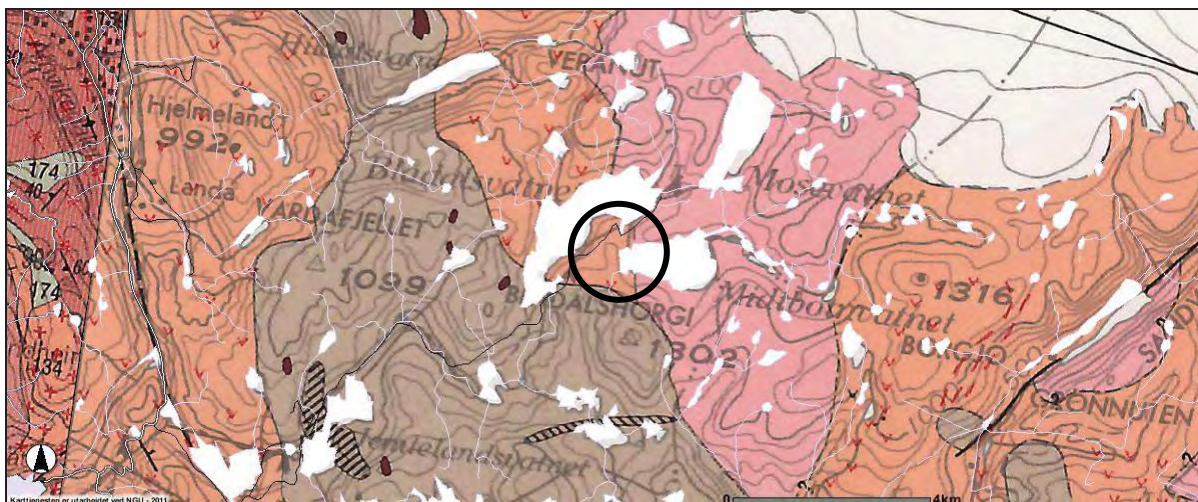
Koplingsanlegget er planlagt lagt til området mellom magasinane lenger sørvest for å få nok plass.

Topografi

Pumpekraftverket er flytta mot sørvest frå dagens anlegg for å få nok plass til maskinsal og tunnelar.

Geologi

Geologien i området består av granitt og kvartsdioritt. Et enkelt geologisk kart er vist i figur 7.2.

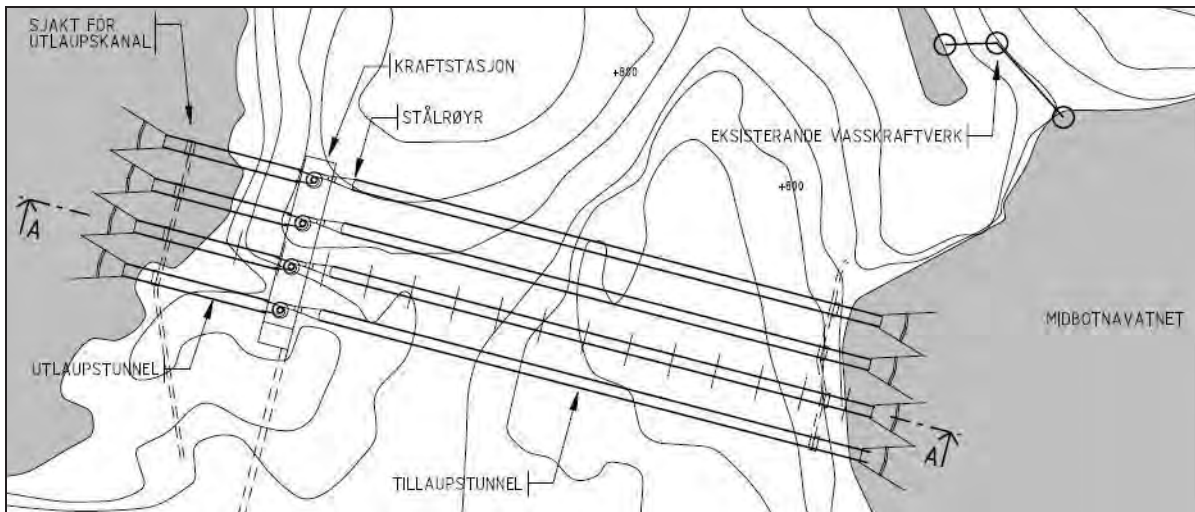


Figur 7.2. Geologi mellom Blådalsvatn og Midtbotnvatnet (ref. NGU). Kraftverket er planlagt der sirkelen er teikna inn.

Generell layout

Eksisterande vassveg nyttar kortaste strekning mellom magasina, som ein kan sjå oppe til høgre på figur 7.3.

Det er likevel vanskeleg å legge pumpekraftverket i same område. For det første blir det vanskeleg å få turbinen så djupt som ein må når vassvegen blir så kort. For det andre er tverrsnittsareala på tunnelane og krav til avtand mellom dei så store at det ikkje blir nok plass langs dagens trase. Ein har difor valt ein ny trase for vassvegen, som vist i figur 7.3. Denne traseen er også betre i høve tilkomst og plassering av koplingsanlegget sidan valte område er relativt flatt.



Figur 7.3. Planlagt trase for vassvegen til Blåfalli pumpekraftverk. Eksempel frå alternativ V1. Blådalsvatnet til venstre.

Kvart aggregat på Blåfalli får sin eigen tillaupstunnel og utlaupstunnel. Det er likevel mogleg å drive kraftverket i hydraulisk kortslutning på grunn av at tunnelen er relativt kort.

Inntaket/utlaupet i det øvre magasinet er planlagt utført som ein kanal med ei overgangssone optimert for å minimere falltap ved straum i begge retningar. I inngangen til tillaupstunnelen er det plassert ei inntaksrist. På grunn av at vassnivået i øvre magasin kan variere mykje, er bjelkestengsel plassert omtrent 80 m nedstraums tunnelopninga i ei eiga sjakt for bjelkestengsel.

Tillaupstunnelen er skrå og betongföra i heile si lengde på om lag 700 m. Behovet for svingesjakter i systemet kjem an på akselerasjonen til vatnet i tunnelsystemet, akselerasjonstida for den roterande masen på aggregata, kapasiteten til turbinstyringa og kor stivt omliggande nett er. Om ein berre ser på det hydrauliske systemet og samanliknar med andre liknande pumpekraftverk (for eksempel Goldisthal i Tyskland), bør det vere mogleg å bygge Blåfalli pumpekraftverk utan svingesjakt, men det må undersøkast nærmare i ein seinare fase.

Om lag 50 m oppstraums kraftstasjonen går tillaupstunnelen over i ei overgangssone, og fortsett i eit stålrøyr med mindre tverrsnitt før vatnet kjem inn på turbinen.

Maskinsalen er plassert slik at ein får god nok fjelloverdekning samtidig som ein får god avstand til nedre magasin. Installasjonsnivået til pumpeturbinen er bestemt av designprogrammet. Maskinsalen er laga stor nok til å få plass til aggregata med kontrollrom og hjelpeutstyr.

Transformatorane er førebels plassert i dagen. Dei er kopla til kraftstasjonen gjennom ei sprengt sjakt for kablar/samleskinne. Det er også mogleg å plassere transformatorane i fjell i eit eige fjellrom som ligg over høgaste nivå for nedre magasin.

Utlaupstunnelen er om lag 200 m lang.

Inntaket/utlaupet i det nedre magasinet er planlagt utført som ein kanal med ei overgangssone optimert for å minimere falltap ved straum i begge retningar. I inngangen til utlaupstunnelen er det plassert ei inntaksrist. På grunn av at vassnivået i nedre magasin kan variere mykje, er bjelkestengsel plassert omtrent 80 m oppstraums tunnelopninga i ei eiga sjakt for bjelkestengsel.

7.3 Blåfalli V1 – 1 dag

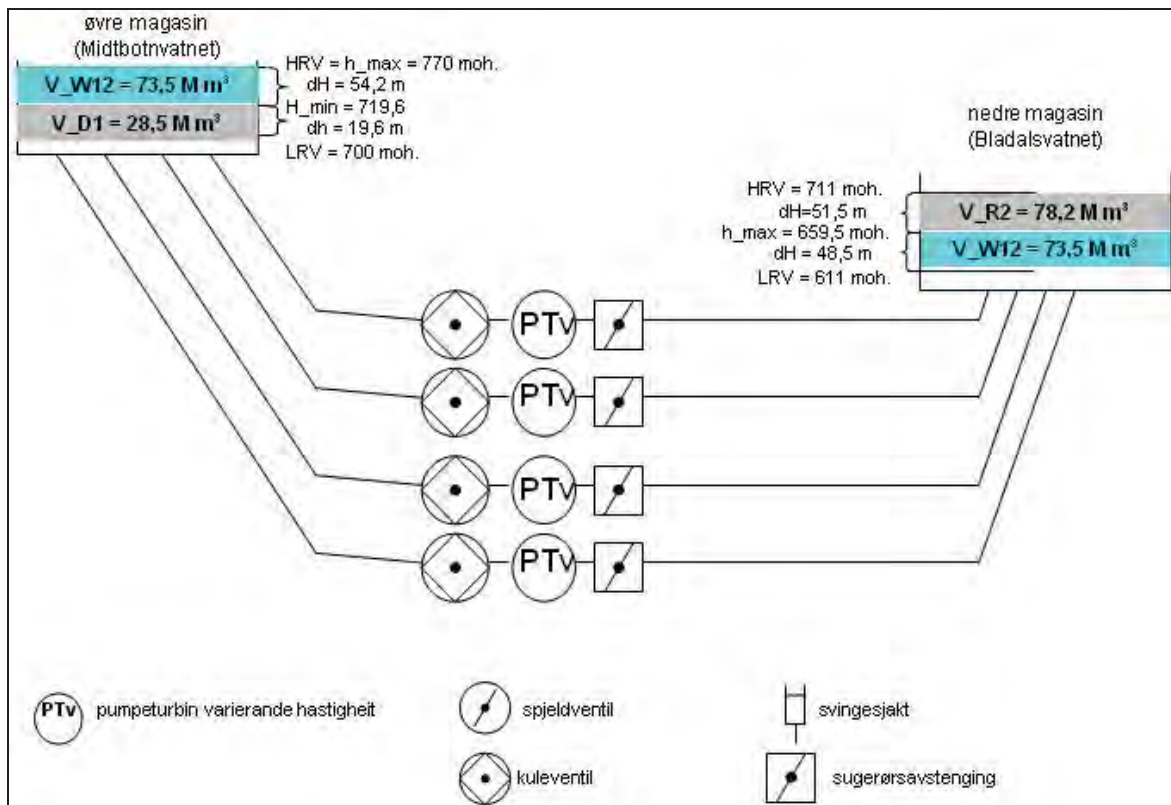
7.3.1 Oversikt

Blåfalli V1 er designa med 4 asynkrone aggregat, og ein gjennomsnittleg slukeevne på 810 m³/s. Vassvegen består av fire tillaupstunnelar, trykkøyr av stål og fire utlaupstunnelar. Eksisterande magasin er tatt vare på slik dei er, men med nye inntak og utlaup.

7.3.2 Elektromekanisk utstyr Blåfalli V1

Hovuddata og arrangement

Turbin:	4 reversible Francis pumpeturbinar	
Generator:	4 asynkrone motor-generatorar (n = 176,5 rpm, turtalsregulert +/- 10%)	
Nominell effekt:	250 MW	
Nominell trykkhøgde:	120 m	
Nominell slukeevne:	215 m ³ /s	(turbindrift)
	195 m ³ /s	(pumpedrift)



Figur 7.4. Arrangement Blåfalli V1.

Designdata for Francis-pumpeturbinen

Tabellen under viser designdata for dei turtalsregulerte aggregata. Fysiske dimensjonar og typeteikningar av turbinane finns i Vedlegg 4.

			H_min	H_snitt	H_maks	H_maks		
			pumpe					
Naudsynt brutto trykkhøgda			60	120	159	160,5*		
			Aggregat med fast turtal		Turtalsreg. aggregat (+-10%)			
			min	Nominell	maks	min	Nominell	maks
Bruttofall turbin	h_n	[m]				60	120	160
Turtal	N	[rpm]				158,8	176,5	194,1
Slukeevne turbin	Q_Tu	[m³/s]				160	215	170
Effekt turbin	P_Tu	[MW]				75	240	250
Slukeevne pumpe	Q_Pu	[m³/s]				250	190	142
Effektforbruk pumpe	P_Pu	[MW]				185	250	250

Tabell 7.4. Designdata pumpeturbinar, Blåfalli V1.

* inkludert total falltap (1,5 m) i vassvegen

Sidan tunnelssystemet er relativt kort (totalt 880 m), og ein ikkje har bifurkasjonar eller spjeldventilar, er falltapa låge.

På grunn av pumpekarakteristikken, varierer slukeevna i pumpedrift mykje med trykkhøgda. Sidan variasjon i trykkhøgda er om lag 60%, kan ein forvente om lag same variasjon i slukeevne.

Diameteren på innlaupet til sprialen er relativt stor (4450 mm). Sidan trykkhøgda ikkje er så stor (opp til 160 m), er det mogleg å bruke spjeldventilar som innlaupsventil på turbinen. Kostnaden med dette er berre ca. 1/3 av kostnaden for kuleventilar, men ein spjeldventil gir relativt mykje høgare hydrauliske tap sidan spjeldet heile tida er i vasstraumen. Ved største slukeevne kan det vere snakk om opp til 0,5 m skilnad. På grunn av dette er det valt kuleventilar her, men dette må optimerast i vidare planlegging.

Designdata generator og elektrisk utstyr

Tabell 7.5 og 7.6 under viser designdata og tal på einingar som er brukt for generatorar og elektrisk utstyr. Fysiske dimensjonar av utstyret er vist i Vedlegg 4.

	# Aggregat	Tekniske data
Turtalsregulerte aggregat	4	320 MVA, 18 kV, 10,3 kA, $\cos \phi = 0,85$

Tabell 7.5. Designdata generatorar, Blåfalli V1.

Komponent	# Einingar	Tekniske data	Kommentar
	v / f / a *		
Hovudtransformator	4 / 0 / 0	420/18 kV, 320 MVA	
Stasjonstransformator	0 / 0 / 2	18/10 kV; 8 MVA	For heile stasjonen
Statisk frekvensomformar	2 / 0 / 0	2x45 MW for eit aggregat	
Statisk frekvensomformar	4 / 0 / 0		
Høgspente brytarar	24 / 0 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	6 per aggregat
Instrumentering og kontroll	24 / 0 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	6 per aggregat

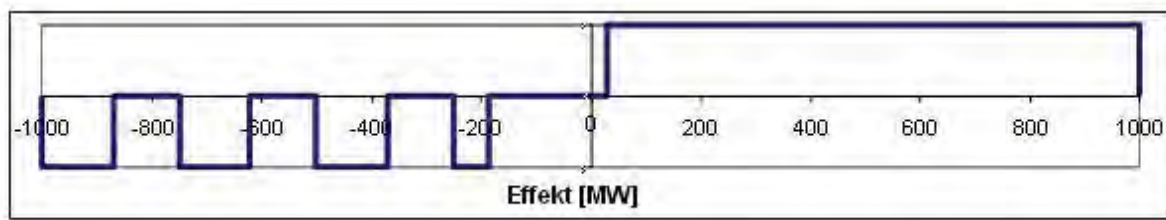
Tabell 7.6. Designdata elektrisk utstyr, Blåfalli V1.

Dei statiske frekvensomformarane med 2 x 45 MW (totalt 90 MW) per aggregat blir brukt til å starte opp i pumpedrift og for å bremse med energigjenvinning i turbindrift. For redundans/moglegheit til å redusere bremse/oppstartstida er det her føreslått to omformarar. Det betyr at berre to aggregat kan startast/stoppast samtidig. Dei andre to kan startast så snart dei to første er kopla til nettet. For nedstenging ved feil treng ein ikkje omformarane. Samtidig nedstenging av alle aggregata er difor mogleg ved ein feil.

Driftsområde for kraftstasjonen

I turbindrift kan kraftstasjonen drivast trinlaust mellom 50 MW og 1000 MW.

I pumpedrift kan dei turtalsregulerte aggregata variere mellom -185 MW og -250 MW avhenging av trykkhøgde og turtal. Det betyr at effektforbruk mellom -250 MW og -370 MW (2 * -185 MW) ikkje er tilgjengeleg. Maksimalt effektforbruk i pumpedrift er -1000 MW. Figur 7.5 illustrerer driftsområdet til pumpekraftverket.



Figur 7.5. Driftsområde Blåfalli V1.

7.3.3 Bygningstekniske arbeid Blåfalli V1

For 1-dags alternativet er utrekningane basert på ein layout med fire råsprengte tunnelar, som er fora med betong i heile tunnelen si lengde. Det gir eit Manningstal på om lag 60. Betongfora tunnel er valt for å unngå for store tunnelverrsnitt (sjå avsnitt 3.3.4). Det er valt ei vasshastigheit på 2,2 i tillaupstunnelen, noko som tilsvarar eit tunnelverrsnitt på 99 m² med hesteskoforma tverrsnitt. Hovuddimensjonane i vassvegen er vist under:

	Tverrsnittsareal [m ²]	Hastigheit på vatnet [m/s]
Fora tillaupstunnel	99	2,2
Trykkørør i stål	33	6,5
Fora utlaupstunnel	142	1,5

Tabell 7.7. Tverrsnittsareal i vassveg, Blåfalli V1.

7.3.4 Kostnadar Blåfalli V1

	MNOK	MNOK
Elektromekanisk utstyr		
Pumpeturbinar		560
Stålkonstruksjonar		140
Generatorar og elektrisk utstyr		1352
		2052
Bygningstekniske arbeid		
Tunnelar og fjellrom		916
Tilkomsttunnelar og tverrslag		81
		997
Usikkerheit, 15%		457
Rentekostnadar i byggetida		366
Planlegging og administrasjon, 10%		305
Total kostnad		4177

Tabell 7.8. Kostnadsestimat, Blåfalli V1.

På grunn av fire turtalsregulerte aggregat, er kostnaden for generator og elektrisk utstyr relativt høg.

7.4 Blåfalli V2 – 3 dagar, 2 aggregat

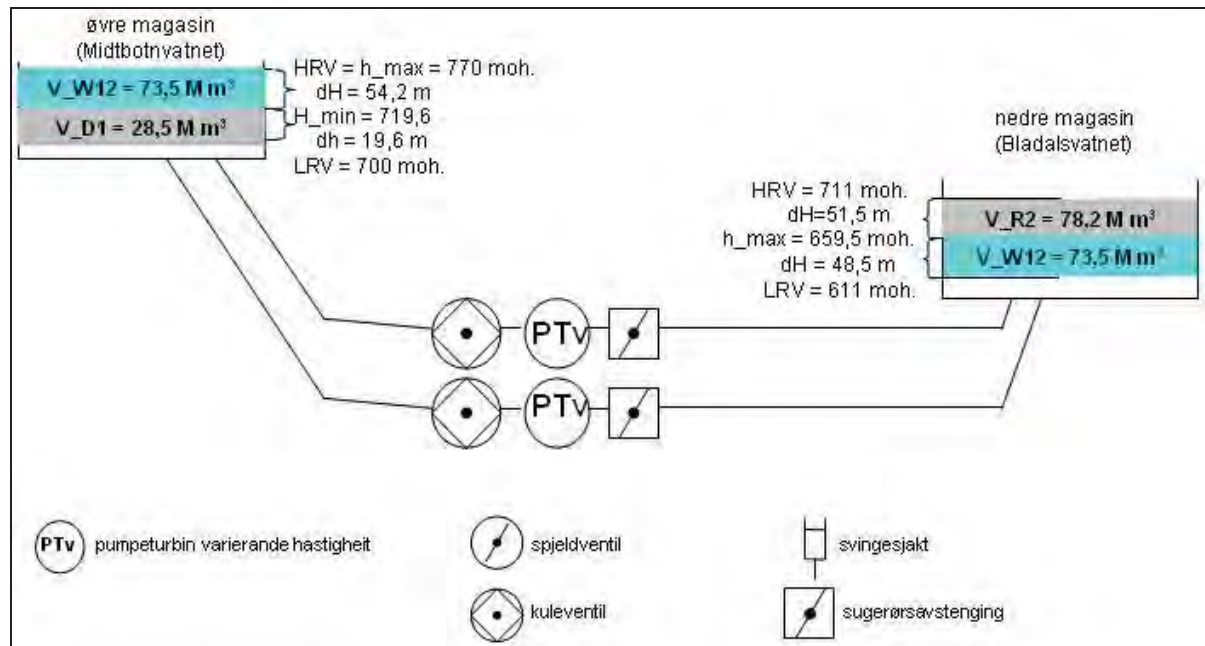
7.4.1 Oversikt

Blåfalli V2 er designa med 2 asynkrone aggregat med ei samla gjennomsnittleg slukeevne på 293 m³/s. Kvar aggregat har ein separat tillaupstunnel, trykkrøyr, og utlaupstunnel.

7.4.2 Elektromekanisk utstyr BlåfalliV2

Hovuddata og arrangement

Turbin:	2 reversible Francis pumpeturbinar	
Generator:	2 asynkrone motor-generatorar (n = 214,3 rpm, turtalsregulerte +/- 10%)	
Nominell effekt:	170 MW	
Nominell trykkhøgde:	120 m	
Nominell slukeevne:	158 m ³ /s	(turbindrift)
	135 m ³ /s	(pumpedrift)



Figur 7.6. Arrangement for Blåfalli V2

Designdata for Francis-pumpeturbinen

Tabellen under viser designdata for dei turtalsregulerte aggregata. Fysiske dimensjonar og typeteikningar av turbinane finst i Vedlegg 4.

	H_min	H_snitt	H_maks	H_maks pumpe
Naudsynt brutto trykkhøgde	60	120	159	160,3*

			Aggregat med fast turtal			Turtalsreg. aggregat (+-10%)		
			min	Nominell	maks	min	Nominell	maks
Bruttofall turbin	h _n	[m]				60	120	160
Turtal	N	[rpm]				192	214	235
Slukeevne turbin	Q _{Tu}	[m ³ /s]				110	158	123
Effekt turbin	P _{Tu}	[MW]				48	170	180
Slukeevne pumpe	Q _{Pu}	[m ³ /s]				170	135	100
Effektforbruk pumpe	P _{Pu}	[MW]				125	180	180

Tabell 7.9. Designdata pumpe- og turbinar, Blåfalli V2.

* inkludert total falltap (1,3 m) i vassvegen

Lågare vasshastigheiter enn i alternativ V1 på grunn av at det er to tunnelar i staden for fire, gjer at falltapa i tunnelen blir mindre for V2.

Sidan diameter på innlaupet til spiralen er 3700 mm, er kuleventilar meir kostnadseffektivt enn i alternativ V1. For å unngå for store hydrauliske tap, er det difor valt kuleventilar i staden for spjeldventil som innlaupsventil til turbinen.

Designdata generator og elektrisk utstyr

Tabell 7.10 og 7.11 under viser designdata og tal på einingar som er brukt for generatorar og elektrisk utstyr. Fysiske dimensjonar av utstyret er vist i Vedlegg 4.

	# Aggregat	Tekniske data
Turtalsregulerte aggregat	2	220 MVA, 16 kV, 7,9 kA, $\cos \phi = 0,85$

Tabell 7.10. Designdata generatorar, Blåfalli V2.

Komponent	# Einingar	Tekniske data	Kommentar
	v / f / a *		
Hovudtransformator	2 / 0 / 0	420/16 kV, 220 MVA	
Stasjonstransformator	0 / 0 / 2	16/0,4 kV; 8 MVA	For heile stasjonen
Statisk frekvensomformar	2 / 0 / 0	60 MW (2x30 MW)	
Statisk frekvensomformar	2 / 0 / 0		
Høgspente brytarar	12 / 0 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	6 per aggregat
Instrumentering og kontroll	12 / 0 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	6 per aggregat

Tabell 7.11. Designdata elektrisk utstyr, Blåfalli V2.

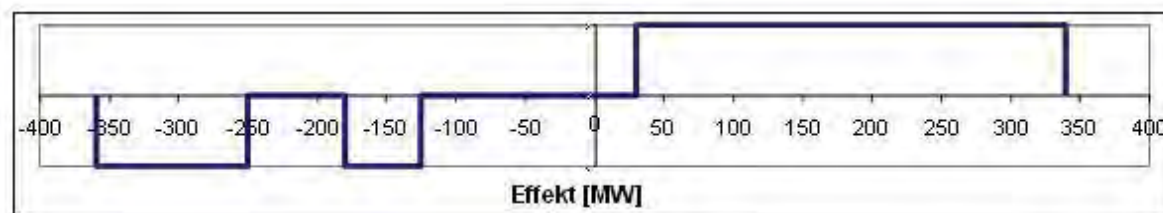
Dei statiske frekvensomformarane blir brukt til å starte opp i pumpedrift og for å bremse med energigjenvinning i turbindrift. For redundans/moglegheit til å redusere bremse/oppstartstida er det her føreslått at begge aggregata for ein eigen omformarar. Brytarane består av eit modulbasert skapsystem med effektbrytar.

Driftsområde for kraftstasjonen

I turbindrift kan kraftstasjonen drivast trinlaust mellom 35 MW og 340 MW.

I pumpedrift kan dei turtalsregulerte aggregata variere mellom -125 MW og -180 MW avhenging av trykkhøgde og turtal. Det betyr at effektforbruk mellom -180 MW og -250 MW

(2 * -125 MW) ikkje er tilgjengeleg. Maksimalt effektforbruk i pumpedrift er -360 MW. Figur 7.7 under illustrerer driftsområdet til pumpekraftverket.



Figur 7.7. Driftsområde Blåfalli V2.

7.4.3 Bygningstekniske arbeid Blåfalli V2

Blåfalli V2 er designa med betongfôra tunnelar, slik som V1. Hovuddimensjonane er:

	Tverrsnittsareal [m ²]	Hastigheit på vatnet [m/s]
Fôra tillaupstunnel	66	2,4
Trykkrøyr i stål	30	5,2
Fôra utlaupstunnel	95	1,7

Tabell 7.12. Tverrsnittsareal i vassveg, Blåfalli V2.

7.4.4 Kostnadar Blåfalli V2

	MNOK	MNOK
Elektromekanisk utstyr		
Pumpeturbinar		232
Stålkonstruksjonar		56
Generator og elektrisk utstyr		571
		859
Bygningstekniske arbeid		
Tunnelar og fjellrom		313
Tilkomsttunnelar og tverrslag		76
		389
Usikkerheit, 15%		187
Rentekostnadar i byggetida		150
Planlegging og administrasjon, 10%		125
Total kostnad		1710

Tabell 7.13. Kostnadsestimat Blåfalli V2.

7.5 Blåfalli V3 – 60 dagar, 1 aggregat

7.5.1 Oversikt

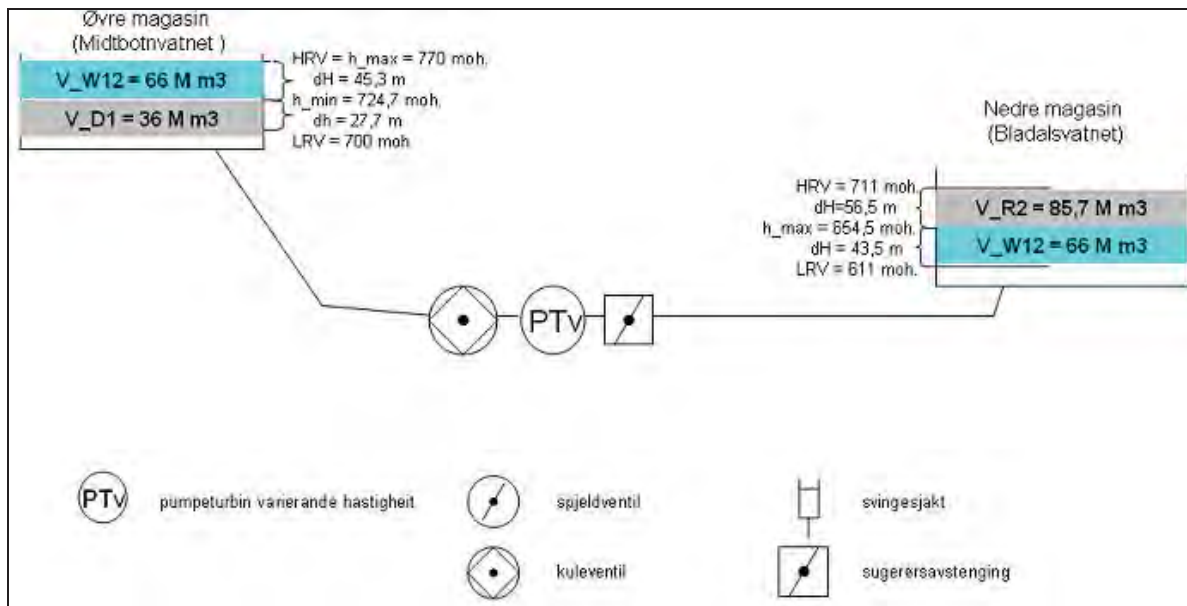
For å utytte potensialet for eit 60-dagars alternativ, er eit design med eitt aggregat (18 MW) den mest kostnadseffektive løysinga. Det er valt eit asynkront aggregat for å dekke så stor variasjon i trykkhøgde som mogleg.

Aggregatet når ei minste trykkhøgde på 70 m. Med det blir arbeidsvolumet 66 Mm³ samanlikna med 73,5 Mm³ for dei to største alternativa.

7.5.2 Elektromekanisk utstyr Blåfalli V3

Hovuddata og arrangement

Turbin:	1 reversibel Francis pumpeturbin	
Generator:	1 asynkron motor-generator (n = 600 rpm, turtalsregulert +/- 10%)	
Nominell effekt:	16 MW	
Nominell trykkhøgde:	120 m	
Nominell slukeevne:	15 m ³ /s	(turbindrif)
	14 m ³ /s	(pumpedrift)



Figur 7.8. Arrangement for Blåfalli V3.

Designdata for Francis-pumpeturbinen

Tabellen under viser designdata for det turtalsregulerte aggregatet. Fysiske dimensjonar og typeteikningar av turbinen finst i Vedlegg 4.

			H_min	H_snitt	H_maks	H_maks pumpe		
Naudsynt brutto trykkhøgde			70	120	159	160,6*		
			Aggregat med fast turtal		Turtalsreg. aggregat (+10%)			
			min	Nominell	maks	min		
			Nominell		maks	min		
Bruttofall turbin	h_n	[m]				70	120	160
Turtal	N	[rpm]				540	600	660
Slukeevne turbin	Q_Tu	[m³/s]				11	15	12,4
Effekt turbin	P_Tu	[MW]				6	16	18
Slukeevne pumpe	Q_Pu	[m³/s]				17	14	11
Effektforbruk pumpe	P_Pu	[MW]				14	18	18

Tabell 7.14. Designdata for pumpeturbinen, Blåfalli V3.

*inkludert total falltap (1,6 m) i vassvegen

På grunn av små tverrsnitt, er vassvegen relativ sett meir ru enn for dei større alternativa. Dette gir noko høgare falltap, sjølv om også hastigheita på vatnet er lågare. Innlaupsventil til turbinen er designa som kuleventil.

Designdata generator og elektrisk utstyr

Tabell 7.15 og 7.16 viser designdata og tal på einingar som er brukt for generator og elektrisk utstyr. Fysiske dimensjonar av utstyret er vist i Vedlegg 4.

	# Aggregat	Tekniske data
Turtalsregulert aggregat	1	25 MVA, 6 kV, 2,4 kA, $\cos \phi = 0.85$

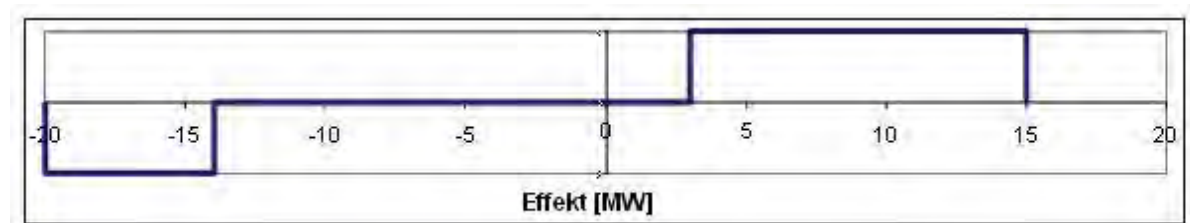
Tabell 7.15. Designdata generator, Blåfalli V3.

Komponent	# Einingar	Tekniske data	Kommentar
	v / f / a *		
Hovudtransformator	1 / 0	132/6 kV, 25 MVA	
Stasjonstransformator	0 / 0 / 2	6/0,4 kV; 0,63 MVA	
Statisk frekvensomformar	1 / 0 / 0	8 MW (2x4MW)	
Høgspente brytarar	0 / 1 / 0		
Instrumentering og kontroll	6 / 0 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	
Elektrisk vern	6 / 0 / 4	6 skap pr. aggregat + 4 for heile stasjonen	

Tabell 7.16. Designdata elektrisk utstyr, Blåfalli V3.

Driftsområde for kraftstasjonen

I turbindrift kan kraftstasjonen drivast trinlaust mellom 3 MW og 15 MW. I pumpedrift kan det turtalsregulerte aggregatet variere mellom -14 MW og -20 MW avhenging av trykkehøg og turtal. Figur 7.9 under illustrerer driftsområdet til pumpekraftverket.



Figur 7.9. Driftsområde Blåfalli V3.

7.5.3 Bygningstekniske arbeid Blåfalli V3

Layouten for V3 følger same trase som V1 og V2, men med berre eitt aggregat og ein tunnel

I dette alternativet er det valt eit tverrsnittsareal på tillaupstunnelen på omtrent 20 m², som gjer ei relativt låg vasshastigheit på 0,75 m/s. Grunnen til at ein har valt så stort tverrsnitt samanlikna med slukeevna er at mindre tverrsnitt blir vanskelegare å drive, og dermed også dyrare. Utløpstunnelen får same tverrsnittsareal sidan vasshastigheita likevel blir låg. Trykkrøyret får ein diameter på 4 m², som gir ei vasshastigheit på 3,75 m/s.

Det kan vere mogleg å legge V3 i same område som eksisterande kraftstasjon, men det er usikkert rundt kor djup kanalen som binder saman utløpet med det nedre magasinet er. Geologien er også noko usikker. Om ein vel eit slikt alternativ gir det mykje kortare vassveg enn det som er føreslått i denne rapporten.

7.5.4 Kostnadar Blåfalli V3

	MNOK	MNOK
Elektromekanisk utstyr		
Pumpeturbinar		27
Stålkonstruksjonar		5

Generator og elektrisk utstyr	80	112
Bygningstekniske arbeid		
Tunnelar og fjellrom	67	
Tilkomsttunnelar og tverrslag	62	129
Usikkerheit, 15%		36
Rentekostnadar i byggetida		22
Planlegging og administrasjon, 10%		24
Total kostnad		323

Tabell 7.17. Kostnadsestimat, Blåfalli V3.

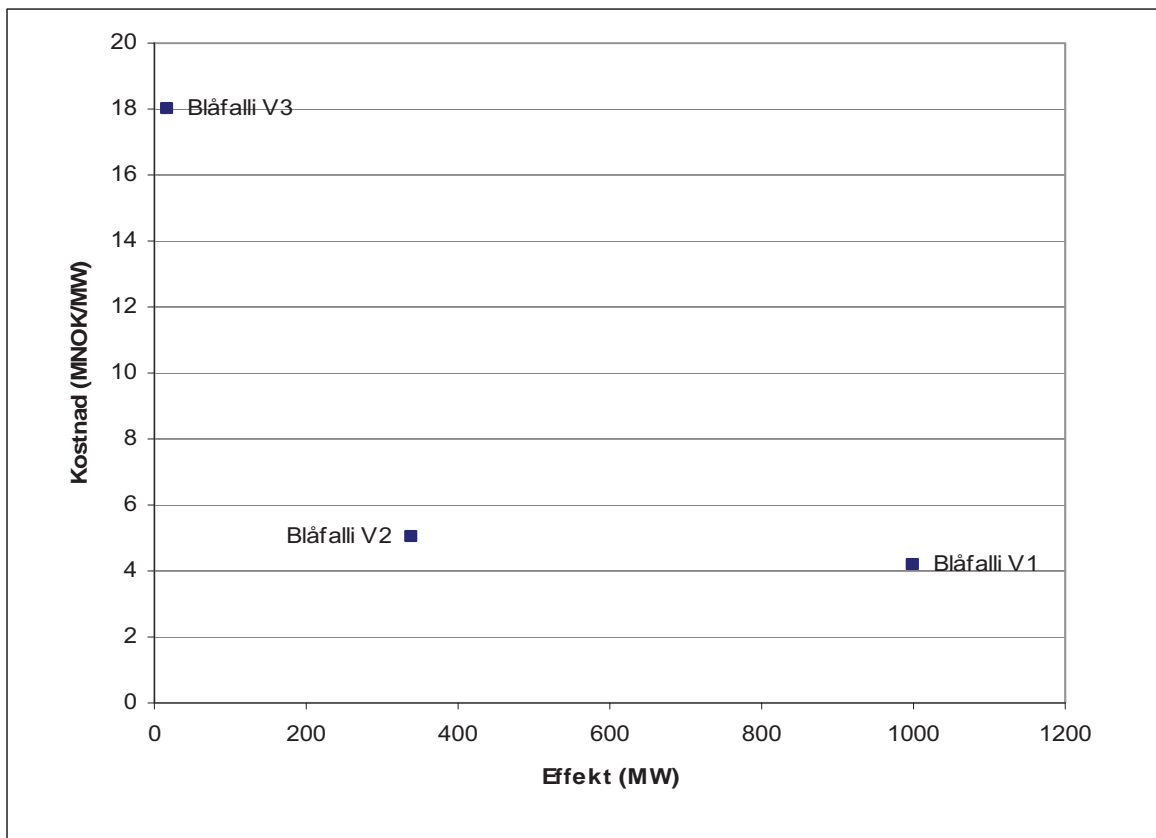
7.6 Alternative løysingar

Ein har valt å bruke same grunnleggande design og tunneltrase for alle fire alternativa. Dermed er det lettare å samanlikne tal frå dei ulike alternativa. Det er likevel fleire moglege løysingar som går an å velje om ein går vidare med prosjektet. Nokre eksempel:

- I staden for betongføring, kan tunnelane fôrast med stål. Det gir høgre Manningstal, og gjer det mogleg med mindre tverrsnitt. Gir mindre utsprenging, men meir stål.
- Tunnelane kan drivast med TBM i staden for råsprengt som føreslått no.
- Bjelkestengsla kan plasserast i inntakskonstruksjonen i magasina i staden for i eit eige fjellrom. Det vil gi mindre sprenging, men meir betong ved inntaka som da blir veldig høge.
- Det er ikkje planlagt inntaksluke eller spjeldventil i tunnelen, berre ein kuleventil før turbinen. Om ein skal installere ekstra sikkerheit kjem an på ønska til eigaren og dei til ei kvar tid gjeldande krav frå NVE.
- Kontrollrommet er mogleg å flytte frå planlagt plassering saman med maskinsal til eit eige fjellrom. Begge delar gir omtrent same mengde utsprengt masse. Kontrollrommet kan også plasserast i dagen.
- Det finst andre moglege plasseringar av Blåfalli pumpekraftverk som gir kortare tunnelar. Men topografien i dei aktuelle områda er bratt, slik at det kan bli vanskeleg å få plassert koplingsanlegg og transformatorar.

7.7 Kostnadssamanlikning av alternativa

Figur 7.10 viser fram skilnaden i spesifikke kostnader (MNOK/MW) for dei tre alternativa for Blåfalli. Som for dei andre kraftverka er spesifikk kostnad høgast for det minste alternativet, og minkar med storleiken på kraftverka.

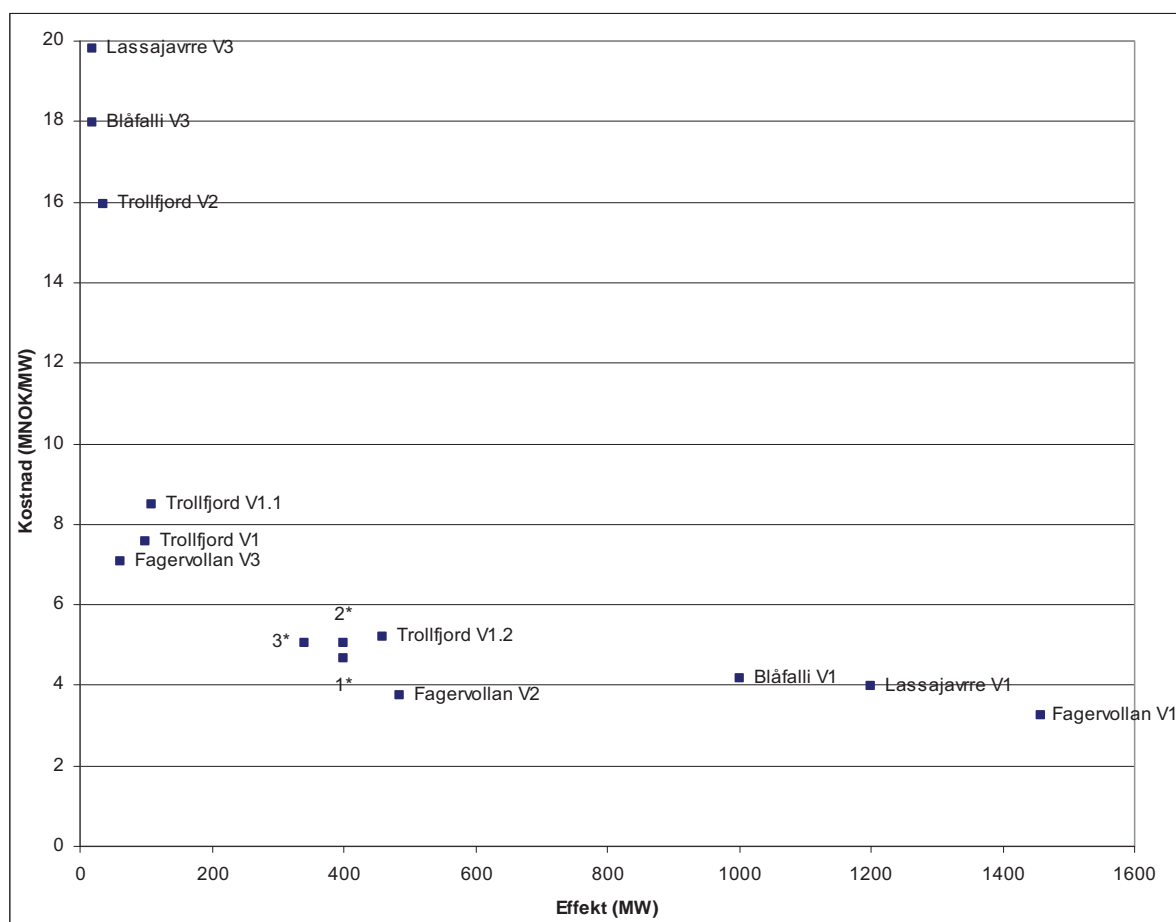


Figur 7.10. Spesifikke kostnader for ulike alternativ.

8 OPPSUMMERING OG KONKLUSJONAR

Det er vist i tidligare kapittel at den spesifikke kostnaden gjerne er høgast for dei minste kraftverka, og at meir fleksible løysingar med fleire og/eller turtalsregulerte aggregat er dyrare enn mindre fleksible løysingar.

Når ein samanliknar spesifikk kostnad for alle 14 alternativa som er sett på, kan ein trekke fleire konklusjonar. Samanlikninga (sjå figur 8.1) viser at det er ein klar negativ korrelasjon mellom størrelse og spesifikk kostnad. Spesifikk kostnad ser ut til å falle raskt som ein funksjon av størrelsen for dei minste kraftverka. For alternativa som er større enn ca. 200 MW er korrelasjonen svakare, men framleis relativt klar.



Figur 8.1. Spesifikk kostnad for dei ulike alternativa i rapporten. 2*: Lassajavrre V2, 2.1*: Lassajavrre V2.1, 3*: Blåfalli V2.

Ein av grunnane til at dei mindre kraftverka er dyrare kan vere mistetverrsnittet på tunnelar som gjer dei bygningsmessige kostnadane relativt sett dyrare. I tillegg er mykje av det elektriske utstyret i små kraftverk nesten likt det som finst i dei store. Dermed blir spesifikk kostnad høgare.

Om ein samanliknar dei fire ulike kraftverka, ser ein at kostnadane er lågast for Fagervollan. Dette har truleg samband med at Fagervollan har størst trykkehøgde. Det

betyr at både turbinar og vassveg kan lagast med mindre dimensjonar, og det gir generelt lågare kostnad.

Generelt sett er dei spesifikke kostnadane for Blåfalli høgare enn for Lassajavrre og Fagervollan. Dette er delvis på grunn av låg trykkhøgde, men også på grunn av behovet for at alle aggregata må vere turtalsregulerte for å dekke variasjonen i trykkhøgde. Sidan Blåfalli har relativt kort vassveg blir likevel ikkje totalkostnaden for Blåfalli så mykje høgare enn for dei andre kraftverka. Alternativa for Blåfalli kan truleg brukast som ei god referanse for andre pumpekraftprosjekt med høg variasjon i trykkhøgde og relativt låg gjennomsnittleg trykkhøgde.

Dei spesifikke kostnadane for Trollfjord er høge på tross av at det er relativt stor trykkhøgde der. Men for dei tre alternativa med bruk av eksisterande magasin, har dette samanheng med størrelsen på kraftverka. Trollfjord V1.2 kjem godt ut av ei samanlikning med dei andre kraftverka om ein ikkje reknar med kostnaden for ny dam.

Det siste poenget illustrerer at ein kan spare store kostnader på å bruke eksisterande magasin i staden for å bygge nye. Dette gjer at Noreg med sine mange magasin bør vere interessant for vidare utvikling av pumpekraftverk. Til samanlikning blir dei fleste nye pumpekraftverk i Tyskland bygd med nye kunstige magasin. I tillegg til den ekstra kostnaden dette gir, har nye magasin den ulempa at dei representerer eit stort naturinngrep. Noreg har difor store fortrinn relatert til miljø, og konsesjonsmessige forhold for ny pumpekraft.

9 KJELDER

[1] Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg, Håndbok 2, 2010, NVE

[2] Data frå Helgelandskraft, SKL Produksjon AS, Kvænangen Kraft AS and Trollfjord Kraft AS.

[3] Vattenfall arkiv om Goldisthal and Vattenfall si portefølje med kraftverk.

[4] Data frå leverandørar. Spesifikke leverandørar er ikkje nemnt da det er konfidensielt kva for informasjon som kjem frå kva leverandør.

[5] Voith Hydro: Teknisk bakgrunn.

10 VEDLEGG

Vedlegg 1: Lassajavrre teikningar og utrekningar

Vedlegg 2: Fagervollan teikningar og utrekningar

Vedlegg 3: Trollfjord teikningar og utrekningar

Vedlegg 4: Bláfalli V teikningar og utrekningar

Vedlegg 1, Lassajavrre

Designdata og oversiktsteikningar

mai 2011

INNHALD

1	DESIGNDATA FOR LASSAJAVRRE	3
1.1	V1 – 1 dag	3
1.1.1	Tap i tunnelsystemet.....	3
1.1.2	Hovuddimensjonar for kvar del.....	3
1.1.3	Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr	4
1.1.4	Mengder og kostnadar, bygningstekniske arbeid	6
1.1.5	Total produksjon av elektrisitet V1 – 1 dag.....	7
1.2	V2 – 3 dagar, 2 aggregat.....	8
1.2.1	Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr	8
1.2.2	Mengder og kostnadar, bygningstekniske arbeid	9
1.2.3	Total produksjon av elektrisitet V2 – 3 dagar, 2 aggregat	10
1.3	V2.1 – 3 dagar, 4 aggregat.....	11
1.3.1	Falltap i tunnelsystemet.....	11
1.3.2	Hovuddimensjonar for kvar del.....	11
1.3.3	Design data og kostnad elektromekanisk utstyr	12
1.3.4	Mengder og kostnadar, bygningstekniske arbeid	13
1.3.5	Total produksjon av elektrisitet V2.1 – 3 dagar, 4 aggregat	15
1.4	V3 – 60 dagar	16
1.4.1	Tap i tunnelsystemet.....	16
1.4.2	Hovuddimensjonar for kvar del.....	16
1.4.3	Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr	16
1.4.4	Mengder og kostnadar, bygningstekniske arbeid	18
1.4.5	Total produksjon av elektrisitet V3 – 60 dagar.....	19
2	KRAFTSTASJON OVERSIKTSTEIKNINGAR	20
2.1	V1 – 1 dag	20
2.2	V2 – 3 dagar, 2 aggregat.....	21
2.3	V2.1 – 3 dagar, 4 aggregat.....	22
2.4	V3 – 60 dagar	23

1 DESIGNDATA FOR LASSAJAVRRE

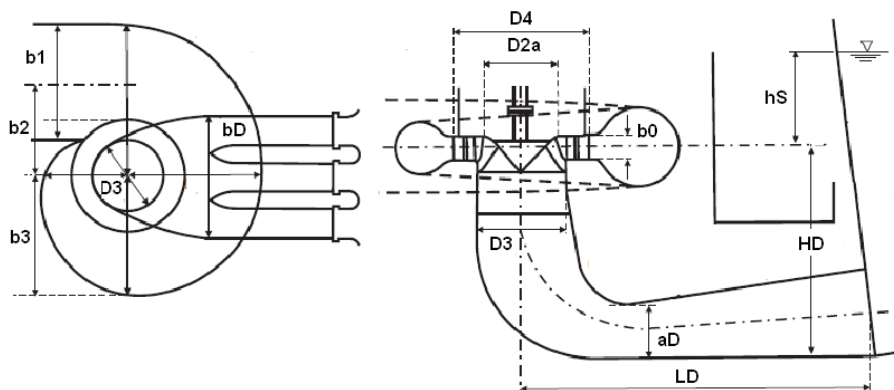
1.1 V1 – 1 dag

1.1.1 Tap i tunnelsystemet

Tap	[m]	Øvre magasin-svingesjakt	svingesjakt - bifurkasjon	Bifurkasjon, ventilar	Utlauptunnel	Totalt
		2,2	1,3	1,6	1,0	6,1

Tverrsnittsarealet til rørgata er satt til 40 m² (d = 7,1 m), sida den maksimale diameteren er begrensa. Hastigheita i røret er relativt høg (6 m/s), noko som fører til relativt høge trykkfall i røret.

1.1.2 Hovuddimensjonar for kvar del



	Turbin	Spiral	Sugerøyr	Installasjonsdjup
D2a	4650 mm	b0	530 mm	LD
D3	3160 mm	b1	3100 mm	HD
D4	6200 mm	b2	4600 mm	aD
		b3	5150 mm	bD
				19,7 m
				11,2 m
				2400 m
				5300 m
				-35,4 m

Notis: Sjølve pumpeturbinen er den same både i aggregat med synkron og asynkron generator.

1.1.3 Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[MNOK]
Pumpeturbin	6	Pumpeturbin	200 MW, 230rpm					120	720	924
	6	Diverse						24	144	
	6	Kontrollsystem						10	60	
Generator	4	Synkron Generator	250 MVA, 16kV, $\cos\phi = 0,8$					100	400	660
	2	Asynkron Generator	250 MVA, 16kV, $\cos\phi = 0,85$					130	260	
Trafo	6	Transformator	420/16 kV, 250 MVA	11000	4000	7000	300	28	168	170,4
		Stasjonstransformator	16/10 kV, 10 MVA	4000	3000	4000	25	1,2	2,4	
Aggregat med fast turtal	4	Statisk Magnetisering		5000	1000	2200		7,2	28,8	196,8
	4	Magnetiserings Transformator	2,5 MVA 16/0,4 kV	2000	1300	2200	5			
	4	Magnetiserings Transformator Hjelpesystem	0,5 MVA	1500	800	1500	1,5			
	4	Høgspen- brytarar og Bremsar	effektbrytar skillebrytar bremsebrytar kontrollskap	3500 2000 3900 1600	4000 1900 2200 600	2600 2500 2300 2200		20	80	
	2	Statisk Frekvens- omformar	25 MW	10000	2500	2700		20	40	
	24	Instrumentering og kontroll	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		8	32	
	24	Elektrisk vern	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		4	16	
Turtalsregulert aggregat.	2	Statisk frekvens- omformar	2x35 MW	20000	2500	2700		56	112	176
	2	Høgspen- brytarar og bremsar						20	40	
	12	Instrumentering	6 skap for kvart	800	800	2200		8	16	

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[MNOK]
		og kontroll	aggregat							
	12	Elektrisk beskyttelse	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		4	8	
Hjelpesystem	4	Instrumentering og kontroll		800	800	2200			8	75,4
	4	Elektrisk beskyttelse		800	800	2200			2,4	
		Medium spenning (låg spenning / dc-hjelpesystem)							65	
Stål konstruksjonar	3	Bifurkasjon	D=6000 --> D = 4300				62	4,8	14,4	203,4
	6	Kuleventil	DN3200					24	144	
	3	Spjeldventil	DN5500					15	45	
										2'406

1.1.4 Mengder og kostnader, bygningstekniske arbeid

UTGRAVINGAR (Fjellrom & hydrauliske tunnelar)		Volum
3xInntak/Utlaup Abojavrrre		28751 m ³
3xTunnel Del A		519186 m ³
3xTunnel Del B		30985 m ³
3xTunnel Del C		5959 m ³
3xTunnel Del D		42062 m ³
3xTunnel Del E		622511 m ³
3xInntak/Utlaup Lassajavrre		34531 m ³
3xTillaups svingesjakt		46800 m ³
3x Kammer for spjeldventil		7777 m ³
3xUtlaups svingesjakt		52200 m ³
Kraftstasjon (190x30x45)		256500 m ³
3xSjakt for samleskinne (54x3x3)		1458 m ³
Transformatorrom (150x23x20)		69000 m ³
3xKabelsjakt (117x2x3)		2106 m ³
SUM		1,72 M m³

UTGRAVINGAR (Tilkomst & tverrslag)	Areal	Lengde	Volum
Tilkomst BF Ventil (+650-640) +120	25	470	11750 m ³
Skjæring BF Ventil Tunnel	25		350 m ³
Tilkomst PH 1:10 (+575-500)	70	750	52500 m ³
Tilkomst Trafo (+575-550)	70	400	28000 m ³
Skjæring PH/Trafo Tunnel	70		1500 m ³
Tverrslag 1 HRT, Inntak (+700-650) +120	25	620	15500 m ³
Tverrslag 2 HRT BF Ventil +120	25	320	8000 m ³
Tverrslag 3 HRT PH, 1:10 (+500-480) +120	25	320	8000 m ³
Tverrslag 4 TRT PH, 1:10 (+500-470) +120	25	420	10500 m ³
Tverrslag 5 TRT Utlaup, 1:10 (+550-500) +120	25	620	15500 m ³
SUM			0,152 M m³
TOTAL UTGRAVD MENGDE			1,871 M m³

Kostnadskalkyle - Lassajavrre V1

Del	Formel	Korreksjon	Dimensjon	Ant.	Kostnad [NOK]
Inntak skjæring*	809570	1	20	3	48574209
Utsprengd Tunnel - Del A	36456	0,98	1670	3	178989416
Utsprengd tillaups svingesjakt/kanal	4126200	1	1	3	12378600
Utsprengd kammer for spjeldventil	2057017	1	1	1	2057017
Tillaupskonus*	346708	1	15	3	15601882
Stålfora tunnel - Del B*	125000	1	310	3	116250000

Utsprengd maskinsal	67844250	1	1	1	67844250
Utsprengd transformatorrom	18250500	1	1	1	18250500
Utlaupskonus*	188384	1	22	3	12433319
Utsprengd Tunnel – Del D	44502	0,97	1580	3	204610065
Utsprengd Utlaups					
Svingesjakt/rom	4602300	1	1	3	13806900
Utlaup skjæring*	1081324	1	20	3	64879459
Betong (Total)	2500	0,2	327558	1	163779200
Armering	16000	1	3931	1	62891213
SUM					982 MNOK
Tilkomst tunnel - 70 m ²	29057	1	1150	1	33415895
Tverrtunneler - 70 m ²	402400	1	18	1	7243200
Tilkomst tunnel - 25 m ²	19158	1	470	1	9004143
Tverrtunneler - 25 m ²	158950	1	15	2	4768500
Tverrslagstunnel - 25 m ²	19158	1	2300	1	44062825
Skjært Tverrslagstunneler - 25 m ²	158950	1	15	2	4768500
SUM					103 MNOK
TOTAL KOSTNAD					1085,6 MNOK

1.1.5 Total produksjon av elektrisitet V1 – 1 dag

Den samla kraftproduksjonen for ein arbeidsperiode, dvs utnytting av heile arbeidsvolumet, er 23,5 GWt i turbindrif. Det tilsvarande arbeidet for pumpedrif er 29,2 GWt. Slukeevne, timar og arbeid for ein arbeidsperiode for Lassajavrre V1 er oppsummert nedanfor.

			Turbindrif	Pumpedrif
Netto fallhøgde (inkl. falltap)	h	[m]	152-6,1=145,9	152+6,1=158,1
Slukeevne per aggregat	Q	[m ³ /s]	138,9	113,4
Total slukeevne	Q_total	[m ³ /s]	833,5	680,2
Arbeidsmengde for 61,8 M m ³		[t]	20,6	25,2
Elektrisk kraft	Effekt	[MW]	190	-193
Samla arbeid per aggregat	W_unit	[MWt]	3913	-4871
Samla arbeid totalt	W_total	[MWt]	23479	-29227

1.2 V2 – 3 dagar, 2 aggregat

1.2.1 Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
Pumpeturbin	2	Pumpeturbin	200 MW, 230rpm					120	240	308
	2	Diverse						24	48	
	2	Kontrollsystem						10	20	
Generator	0	Synkron Generator						-	-	260
	2	Asynkron Generator	250 MVA, 16kV, cosφ = 0,85					130	260	
Transformator	2	Transformator	420/16 kV, 250 MVA	11000	4000	7000	300	28	56	58,4
		Stasjonstransformator	16/10 kV, 10 MVA	4000	3000	4000	25	1,2	2,4	
Aggregat med fast turtal	2	Statisk Magnetisering	2x35 MW	10000	2500	2700		56	112	176
	2	Magnetiserings-Transformator	effektbrytar skillebrytar bremsekopling kontrollskap	3500 2000 3900 1600	4000 1900 2200 600	2600 2500 2300 2200		20	40	
	12	Magnetiserings Transformator Hjelpesystem	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		8	16	
	12	Høgspen- brytarar og Bremsar	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		4	8	
	4	Statisk Frekvens- omformar		800	800	2200			8	50,4
	4	Instrumentering og kontroll		800	800	2200			2,4	
		Elektrisk vern							40	
n-reg	1	Statisk frekvens- omformar	D=6000 --> D = 4300				62	4,8	4,8	72,8

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
	2	Høgspen- brytarar og bremsar	DN3200					24	56	
	1	Instrumentering og kontroll	DN5500					15	12	
										925,6

1.2.2 Mengder og kostnader, bygningstekniske arbeid

UTGRAVINGAR (Fjellrom & hydrauliske tunnelar)	Volum
Inntak/Utlaup Abojavrrre	9584 m ³
Tunnel Del A	173062 m ³
Tunnel Del B	10328 m ³
Tunnel Del C	1986 m ³
Tunnel Del D	14021 m ³
Tunnel Del E	207504 m ³
Inntak/Utlaup Lassajavrre	11510 m ³
Tillaups svingesjakt	15600 m ³
Kammer for spjeldventil	2592 m ³
Utlaups svingesjakt	17400 m ³
Kraftstasjon (80x30x45)	108000 m ³
Sjakt for samleskinne (54x3x3)	486 m ³
Transformatorrom (49x23x20)	22540 m ³
Kabelsjakt (117x2x3)	702 m ³
SUM	0,60 M m³

UTGRAVINGAR (Tilkomst & tverrslag)	Areal	Lengde	Volum
Tilkomst BF Ventil (+650-640)	25	350	8750 m ³
Skjæring BF Ventil Tunnel	25		350 m ³
Tilkomst PH 1:10 (+575-500)	70	750	52500 m ³
Tilkomst Trafo (+575-550)	70	400	28000 m ³
Skjæring PH/Trafo Tunnel	70		1500 m ³
Tverrslag 1 HRT, Inntak (+700-650)	25	500	12500 m ³
Tverrslag 2 HRT BF Ventil	25	200	5000 m ³
Tverrslag 3 HRT PH, 1:10 (+500-480)	25	200	5000 m ³
Tverrslag 4 TRT PH, 1:10 (+500-470)	25	300	7500 m ³
Tverrslag 5 TRT Utlaup, 1:10 (+550-500)	25	500	12500 m ³
SUM			0,134 M m³
TOTAL UTGRAVD MENGDE			0,729 M m³

Kostnadskalkyle - Lassajavrre V2

Del	Formula	Korreksjon	Dimensjon	Ant.	Kostnad [NOK]
Inntak skjæring*	809570	1	20	1	16191403
Utsprengd Tunnel - Del A	36456	0,98	1670	1	59663139
Utsprengd tillaupe svingesjakt/rom	4126200	1	1	1	4126200
Utsprengd kammer for spjeldventil	685584	1	1	1	685584
Tillaupskonus*	346708	1	15	1	5200627
Stålfora tunnel - Del B*	125000	1	310	1	38750000
Utsprengd maskinsal	28566000	1	1	1	28566000
Utsprengd transformatorrom	5961830	1	1	1	5961830
Utlaupskonus*	188384	1	22	1	4144440
Utsprengd Tunnel – Del D	44502	0,97	1580	1	68203355
Utsprengd Utlaup Svingesjakt/rom	4602300	1	1	1	4602300
Utlaup skjæring*	1081324	1	20	1	21626486
Betong (Total)	2500	0,2	131686	1	65842900
Armering	16000	1	1580	1	25283674
SUM					349 MNOK
Tilkomsttunnel - 70 m ²	29057	1	1150	1	33415895
Tverrtunnelar - 70 m ²	402400	1	18	1	7243200
Tilkomsttunnel - 25 m ²	19158	1	350	1	6705213
Tverrtunnelar - 25 m ²	158950	1	15	2	4768500
Tverrslagstunnel - 25 m ²	19158	1	1700	1	32568175
Skjært Tverrslagstunnelar - 25 m ²	158950	1	15	2	4768500
SUM					89 MNOK
TOTAL KOSTNAD					438,3 MNOK

1.2.3 Total produksjon av elektrisitet V2 – 3 dagar, 2 aggregat

Den samla kraftproduksjonen for ein arbeidsperiode, dvs utnytting av heile arbeidsvolumet, er 23,5 GWt i turbindrift. Det tilsvarende arbeidet for pumpedrifta er 29,2 GWt. Slukeevne, timar og arbeid for ein arbeidsperiode for Lassajavrre V2 er oppsummert nedanfor.

			Turbindrift	Pumpedrift
Netto fallhøgde (inkl. falltap)	h	[m]	152-6,1=145,9	152+6,1=158,1
Slukeevne per aggregat	Q	[m ³ /s]	138,9	113,4
Total slukeevne	Q_total	[m ³ /s]	277,8	226,7
Arbeidsmengde for 61,8 M m ³		[h]	61,8	75,7
Elektrisk kraft	Effekt	[MW]	190	-193
Samla arbeid per aggregat	W_unit	[MWh]	11739	-14613
Samla arbeid totalt	W_total	[MWh]	23479	-29227

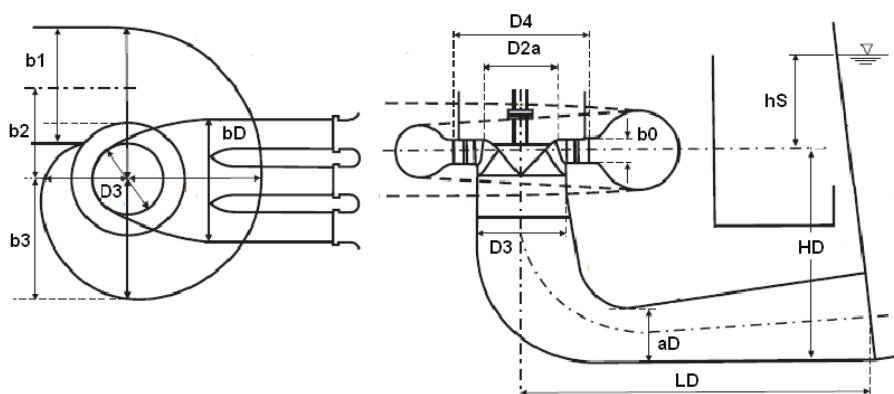
1.3 V2.1 – 3 dagar, 4 aggregat

1.3.1 Falltap i tunnelsystemet

Tap	[m]	Øvre magasin-svingesjakt	Svingesjakt - bifurkasjon	Bifurkasjon, ventilar	Utlauptunnel	Totalt
		2,2	0,9	1,2	1,0	5,3

På grunn av lågare hastighet i stålrøret med helning (4 m/s i staden for 6 m/s), er tapet av fallhøgde litt mindre i forhold til dei tidlegare alternativa.

1.3.2 Hovuddimensjonar for kvar del



	Turbin	Spiral	Sugerøyr	Installasjonsdjup			
D2a	3940 mm	b0	300 mm	LD	14,9 m	hS	-25,6 m
D3	2400 mm	b1	2400 mm	HD	8,6 m		
D4	5200 mm	b2	3700 mm	aD	1900 m		
		b3	4150 mm	bD	4200 m		

Note: Sjølve pumpeturbinen er den same både i aggregat med synkron og asynkron generator.

Dimensjonane til turbinane er mindre samanlikna med alternativet med 2 aggregat. Dette betyr at dei er lettare å handtere, og krev ikkje like tungt utstyr ved installering. Sidan installasjonsdjupet til aggregata er lågare enn for alternativet med 2 aggregat, treng ikkje kraftstasjonen å ligge så lågt i terrenget.

1.3.3 Design data og kostnad elektromekanisk utstyr

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
Pumpeturbin	4	Pumpeturbin	100MW, 273 rpm					68	272	362
	4	Diverse						14	56	
	4	Kontrollsystem						8,5	34	
Generator	2	Synkron Generator	130 MVA, 14kV, 5,5 kA, $\cos\phi = 0,8$					55	110	253
	2	Asynkron Generator	130 MVA, 14kV, 5,5 kA, $\cos\phi = 0,85$					71,5	143	
Transformator	4	Transformator	420/12 kV, 140 MVA					18	72	74,4
	2	Stasjons-transformator	14/10 kV, 8 MVA	4000	3000	4000	25	1,2	2,4	
Aggregat med fast turtal	2	Statisk Magnetisering		2500	1000	2200				10
	2	Magnetiserings-transformator	1,6 MVA	2000	1000	2000	3,6			
	2	Magnetiserings-transformator Hjelpesystem	0,25 MVA							
	2	Høgspen-brytarar og Bremsar						8	16	74
	2	Statisk Frekvens-omformar	12 MW	9000	2500	2700		12	24	
	24	Instrumentering og kontroll	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		8	16	
	24	Elektrisk vern	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		4	8	
Turtalsregulert taggregat	2	Statisk frekvens-omformar	2x15 MW	18000	2500	2700		32	62	102
	2	Høgspen-brytarar og Bremsar		8000	2000	3000		8	16	
	12	Instrumentering	6 skap for kvart	800	800	2200		8	16	

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
		og kontroll	aggregat							
	12	Elektrisk vern	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		4	8	
Hjelpesystem	4	Instrumentering og kontroll		800	800	2200			8	50,4
	4	Elektrisk vern		800	800	2200			2,4	
		Medium spenning (låg spenning / dc-hjelpesystem)							40	
Stål konstruksjonar	2	Bifurkasjon	D=5000 --> D = 3500				35	2,8	5,6	99,6
	4	Kuleventil	DN2500					16	64	
	2	Spjeldventil	DN5500					15	30	
										1015

1.3.4 Mengder og kostnader, bygningstekniske arbeid

UTGRAVINGAR (Fjellrom & hydrauliske tunnelar)		Volum
Inntak/Utlaup Abojavrrre		6642 m ³
Tunnel Del A		173062 m ³
Tunnel Del B		15493 m ³
Tunnel Del C		2979 m ³
Tunnel Del D		28041 m ³
Tunnel Del E		207504 m ³
Inntak/Utlaup Lassajavrre		14888 m ³
Tillaups svingesjakt		15600 m ³
2x Kammer for spjeldventil		3528 m ³
Utlaups svingesjakt		17400 m ³
Kraftstasjon (110x22x35)		84700 m ³
Sjakt for samleskinne (52x3x3)		936 m ³
Transformatorrom (72x16x18)		20736 m ³
Kabelsjakt (124x2x3)		1488 m ³
SUM		0,59 M m³

UTGRAVINGAR (Tilkomst & tverrslag)	Areal	Lengde	Volum
Tilkomst BF Ventil (+650-640) +50	25	400	10000 m ³
Skjæring BF Ventil Tunnel	25		350 m ³

Tilkomst PH 1:10 (+575-500)	70	700	49000	m ³
Tilkomst Trafo (+575-550)	70	400	28000	m ³
Skjæring PH/Trafo Tunnel	70		1500	m ³
Tverrslag 1 HRT, Inntak (+700-650)	25	500	12500	m ³
Tverrslag 2 HRT BF Ventil +50	25	250	6250	m ³
Tverrslag 3 HRT PH, 1:10 (+500-480) +50	25	200	5000	m ³
Tverrslag 4 TRT PH, 1:10 (+500-470) +50	25	300	7500	m ³
Tverrslag 5 TRT Utlaup, 1:10 (+550-500)	25	500	12500	m ³
SUM			0,133	M m³

TOTAL UTGRAVD MENGDE	0,726	M m³
-----------------------------	--------------	------------------------

Kostnadskalkyle - Lassajavrre V2.1

Del	Formel	Korreksjon	Dimensjon	Ant.	Kostnad [NOK]
Inntak skjæring*	809570	1	20	1	16191403
Utsprengd Tunnel - Del A	36456	0,98	1670	1	59663139
Utsprengd tillauks svingesjakt/kanal	4126200	1	1	1	4126200
Utsprengd kammer for spjeldventil	933156	1	1	1	933156
Tillaupskonus*	346708	1	14	2	9707838
Stålfora tunnel - Del B*	105000	1	310	2	65100000
Utsprengd maskinsal	22403150	1	1	1	22403150
Utsprengd transformatorrom	5484672	1	1	1	5484672
Utlaupskonus*	188384	1	20	2	7535345
Utsprengd Tunnel – Del D	44502	0,97	1680	1	72520023
Utsprengd Utlaups Svingesjakt/rom	4602300	1	1	1	4602300
Utlaup skjæring*	1081324	1	20	1	21626486
Betong (Total)	2500	0,2	109758	1	54879215
Armering	16000	1	1317	1	21073619
SUM					366 MNOK
Tilkomsttunnel - 70 m ²	29057	1	1100	1	31963030
Tverrtunnelar - 70 m ²	402400	1	18	1	7243200
Tilkomsttunnel - 25 m ²	19158	1	400	1	7663100
Tverrtunnelar - 25 m ²	158950	1	15	2	4768500
Tverrslagstunnelar - 25 m ²	19158	1	1750	1	33526063
Skjært Tverrslagstunnelar - 25 m ²	158950	1	15	2	4768500
SUM					90 MNOK
TOTAL KOSTNAD					455,8 MNOK

1.3.5 Total produksjon av elektrisitet V2.1 – 3 dagar, 4 aggregat

Den samla kraftproduksjonen for ein arbeidsperiode, dvs utnytting av heile arbeidsvolumet, er 23,6 GWt i turbindrift. Det tilsvarende arbeidet for pumpedrifta er 29,5 GWt. Slukeevne, timar og arbeid for ein arbeidsperiode for Lassajavrre V2.1 er oppsummert nedanfor.

			Turbindrift	Pumpedrift
Netto fallhøgde (inkl. falltap)	h	[m]	152-5,3=146,7	152+5,3=157,3
Slukeevne per aggregat	Q	[m ³ /s]	72,8	58,1
Total slukeevne	Q_total	[m ³ /s]	291,1	232,4
Arbeidsmengde for 61,8 M m ³		[t]	59,0	73,9
Elektrisk kraft	Effekt	[MW]	100	-100
Samla arbeid per aggregat	W_unit	[MWt]	5898	-7385
Samla arbeid totalt	W_total	[MWt]	23593	-29540

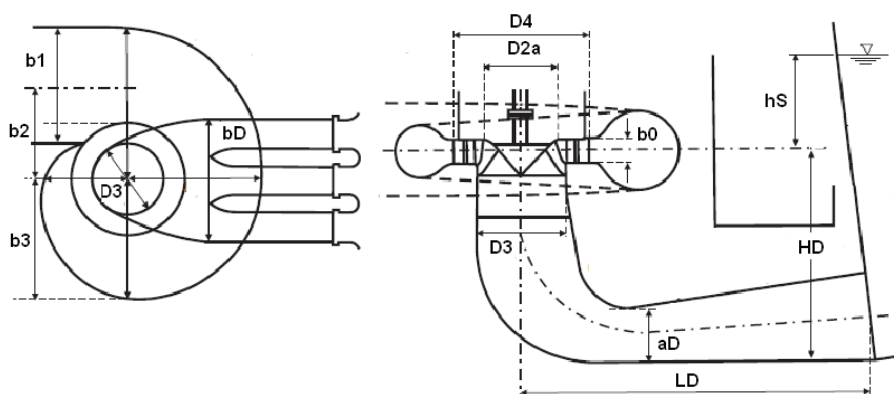
1.4 V3 – 60 dagar

1.4.1 Tap i tunnelsystemet

		Øvre magasin- svingesjakt	Svingesjakt - bifurkasjon	Bifurkasjon, ventilar	Utlauvs- tunnel	Totalt
Tap	[m]	0,6	1,1	0,4	0,5	2,6

Ettersom vassføringa er relativt lita, kan tunnelarealet designast for forholdsvis låge hastigheiter. På grunn av dei låge hastigheitene vil også falltapet bli lite.

1.4.2 Hovuddimensjonar for kvar del



	Turbin		Spiral		Sugerøyr		Installasjonsdjup
D2a	1900 mm	b0	140 mm	LD	6,8 m	hS	-25 m
D3	1040 mm	b1	1050 mm	HD	3,8 m		
D4	2300 mm	b2	1680 mm	aD	800 m		
		b3	1870 mm	bD	1800 m		

Notis: Sjølve pumpeturbinen er den same både i aggregat med synkron og asynkron generator.

Dimensjonane til turbinane er mindre samanlikna med alternativet med 2 aggregat. Dette betyr at dei er lettare å handtere, og krev ikkje like tungt utstyr ved installering. Sidan installasjonsdjupet til aggregata er mindre enn for alternativet med 2 aggregat, treng ikkje kraftstasjonen å ligge så lågt i terrenget.

1.4.3 Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr

Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
			[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
1	Pumpeturbin	20MW, 600rpm					25	25	34

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
	1	Diverse						3	3	
	1	Kontrollsystem						6	6	
Generator	0	Synkron Generator						-	-	23,5
	1	Asynkron Generator	25 MVA, 6 kV, 2,5 kA, cos ϕ 0,8					23,5	23,5	
Transformator	1	Transformator	132/6 kV, 30 MVA	6000	3000	5000		6	6	6,3
	1	Stasjons-transformator	Stasjonsforsyning a har samme spenning som aggregatet: 6/0,4 kV, 0,63 MVA	1600	900	1500	2	0,3	0,3	
Turtalsregulert aggregat	1	Statisk frekvens-omformer	2x4 MW	8000	1500	2700	8	16	16	30,5
	1	Høgspenbrytarar og bremsar		6500	1500	2500		2,5	2,5	
	6	Instrumentering og kontroll	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		8	8	
	6	Elektrisk vern	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		4	4	
Hjelpesystem	4	Instrumentering og kontroll		800	800	2200			8	20,4
	4	Elektrisk vern		800	800	2200			2,4	
		Medium spenning (låg spenning / dc-hjelpesystem)							10	
Stål konstruksjonar	1	Bifurkasjon	D=2250 --> D = 1600				3,2	2,5	2,5	10
	1	Kuleventil	DN1100					3,5	3,5	
	1	Spjeldventil	DN2250					4	4	
										124,7

1.4.4 Mengder og kostnader, bygningstekniske arbeid

UTGRAVINGAR (Fjellrom & hydrauliske tunnelar)	Volum
Inntak/Utlaup Abojavrrre	1120
Tunnel Del A	33170
Tunnel Del B	1033
Tunnel Del C	199
Tunnel Del D	1986
Tunnel Del E	29396
Inntak/Utlaup Lassajavrre	960
Tillaups svingesjakt	3500
Kammer for spjeldventil	500
Utlaups svingesjakt	3500
Kraftstasjon (22x16x22)	7744
Kabelsjakt (200x2x3)	1200
SUM	0,084 M m³

UTGRAVINGAR (Tilkomst & tverrslag)	Areal	Lengde	Volum
Tilkomst BF Ventil (+650-640)	25	350	8750 m ³
Skjæring BF Ventil Tunnel	25		350 m ³
Tilkomst PH 1:10 (+575-500)	60	750	45000 m ³
Tilkomst Trafo (over bakken)	60	0	0 m ³
Skjæring PH	60		1400 m ³
Tverrslag 1 HRT, Inntak (+700-660)	25	400	10000 m ³
Tverrslag 2 HRT BF Ventil	25	200	5000 m ³
Tverrslag 3 HRT PH, 1:10 (+500-490)	25	100	2500 m ³
Tverrslag 4 TRT PH, 1:10 (+500-485)	25	150	3750 m ³
Tverrslag 5 TRT Utlaup, 1:10 (+550-510)	25	400	10000 m ³
SUM			0,087 M m³

TOTAL UTGRAVD MENGDE	0,171 M m³
-----------------------------	------------------------------

Kostnadskalkyle - Lassajavrre V3

Del	Formel	Korreksjon	Dimensjon	Ant.	Kostnad [NOK]
Inntak skjæring*	187178	1	15	1	2807664
Utsprengd Tunnel - Del A	18028	0,98	1670	1	29503854
Utsprengd tillaups svingesjakt/kanal	925750	1	1	1	925750
Utsprengd kammer for spjeldventil	132250	1	1	1	132250
Tillaupskonus*	265761	1	10	1	2657607
Stålfora tunnel - Del B*	78000	1	310	1	24180000
Utsprengd maskinsal	2048288	1	1	1	2048288
Utsprengd transformatorrom	0	1	1	1	0
Utlaupskonus*	265761	1	10	1	2657607
Utsprengd Tunnel – Del D	18028	0,97	1580	1	27628991
Utsprengd Utlaups Svingesjakt/rom	925750	1	1	1	925750

Utlaup skjæring*	187178	1	15	1	2807664
Betong (Total)	2500	0,2	10324	1	5162000
Armering	16000	1	124	1	1982208
SUM					103 MNOK
Tilkomststunnel - 60 m ²	26857	1	750	1	20143050
Tverrtunnelar - 60 m ²	348300	1	17	1	5921100
Tilkomststunnel - 25 m ²	19158	1	350	1	6705213
Tverrtunnelar - 25 m ²	158950	1	15	2	4768500
Tverrslagstunnel - 25 m ²	19158	1	1250	1	23947188
Skjært Tverrslagstunnelar - 25 m ²	158950	1	15	2	4768500
SUM					66 MNOK
TOTAL KOSTNAD					169,7 MNOK

1.4.5 Total produksjon av elektrisitet V3 – 60 dagar

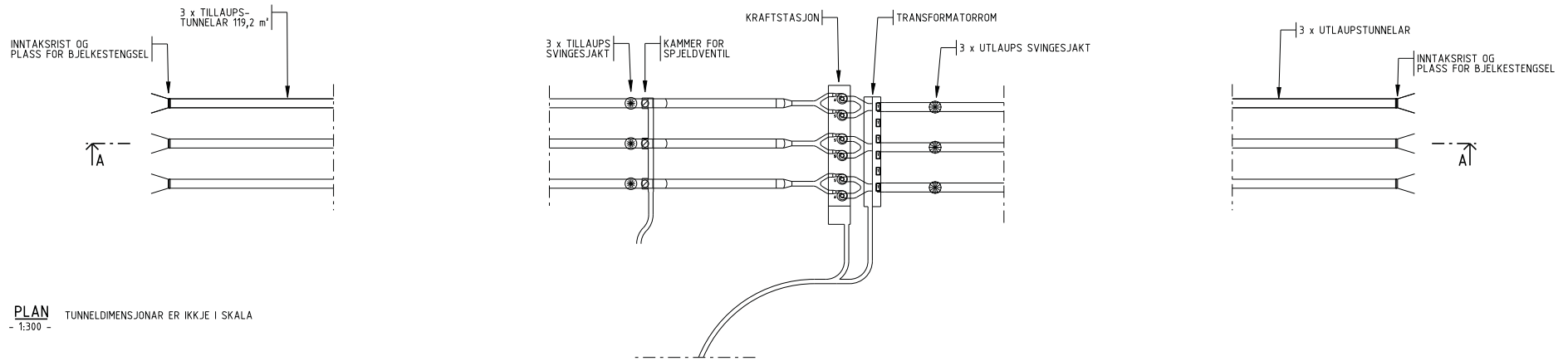
Den samla kraftproduksjonen for ein arbeidsperiode, dvs utnytting av heile arbeidsvolumet, er 23,8 GWt i turbindrif. Det tilsvarande arbeidet for pumpedrif er 28,8 GWt. Slukeevne, timar og arbeid for ein arbeidsperiode for Lassajavrre V3 er oppsummert nedanfor.

			Turbindrif	Pumpedrif
Netto fallhøgde (inkl. falltap)	h	[m]	152-2,6 = 149,4	152+2,6=154,6
Slukeevne	Q	[m ³ /s]	13,3	11,1
Arbeidsmengde for 61,8 M m ³		[t]	1293,2	1539,8
Elektrisk kraft	Effekt	[MW]	18,4	-18,7
Samla arbeid	W_unit	[MWt]	23795	-28795

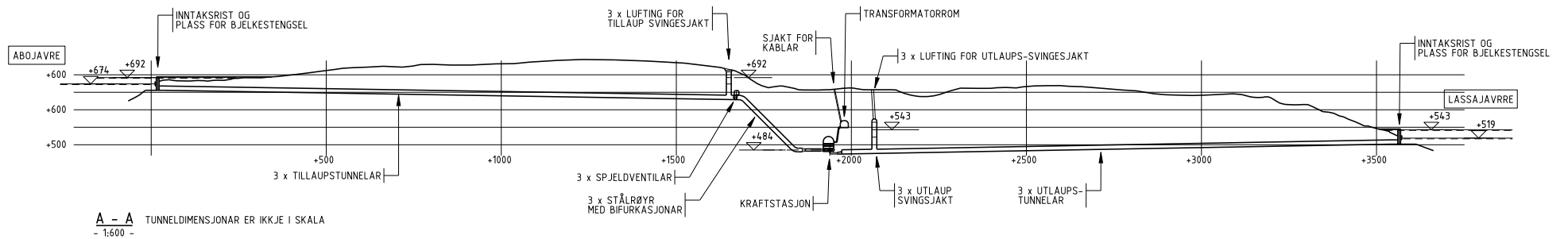
3191400

2 KRAFTSTASJON OVERSIKTSTEIKNINGAR

2.1 V1 – 1 dag



PLAN TUNNELDIMENSJONAR ER IKKJE I SKALA
- 1:300 -



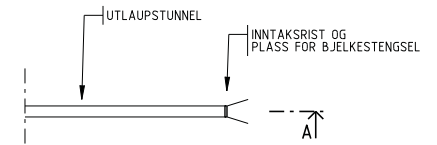
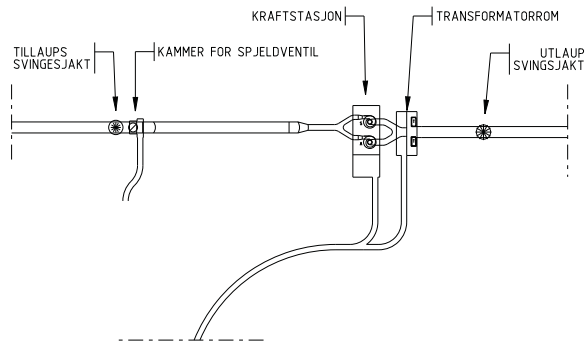
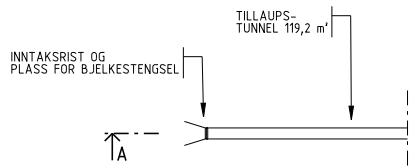
A - A TUNNELDIMENSJONAR ER IKKJE I SKALA
- 1:600 -

UTKAST 2011-02-23		
PROJ.01		
VATTENFALL POWER CONSULTANT AB		
P.O. Box 800, S-771 28 LILJEVÅG, SWEDEN, Phone +46 08-738 80 00		
ARK. NR.	TITTEL AV	KONTROLL AV
—	J TUOMI	—
REV.	SISTEMER AV/REVISJON	
—	—	
LASSAJAVRRE PUMPEKRAFTVERK		
VERSJON 1: 24 T, 6 AGGREGAT		
SKALA	TEGNINGS NR.	REV.
1:300, 1:600	001	—

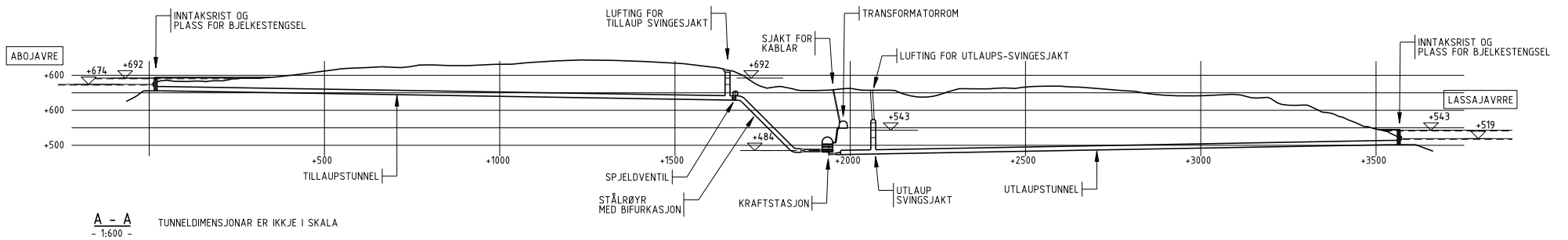
3191400



2.2 V2 – 3 dagar, 2 aggregat



PLAN
- 1:300 -
TUNNELDIMENSJONER ER IKKJE I SKALA



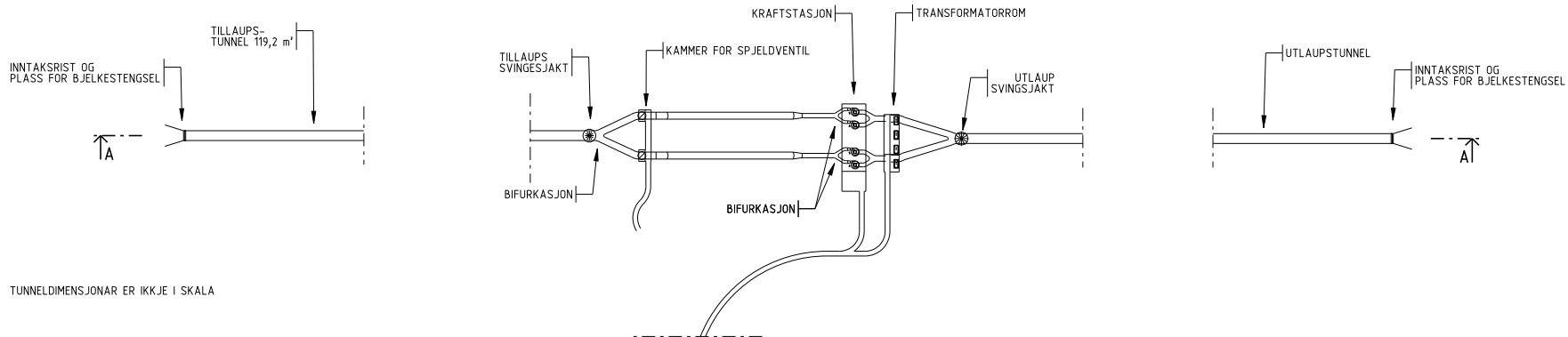
UTKAST 2011-02-23

PROSJEKT		
VATTENFALL POWER CONSULTANT AB		
P.O. Box 600, S- 771 28 LUDVIGA, SWEDEN, Phone +46 08-738 80 00		
Ans. N.	TEGNET AV	KONTROLLERT AV
-	J. TUOMI	-
KOD	GODKJENT AV/SÅD	
LASSAJAVRE PUMPEKRAFTVERK VERSJON 2: 72 T, 2 AGGREGAT		
SKALA	TEGNET N.	REV.
1:300, 1:600	002	-

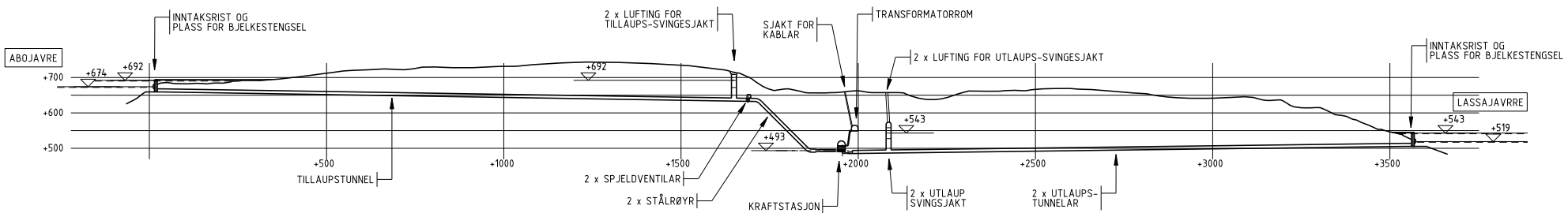
3191400



2.3 V2.1 – 3 dagar, 4 aggregat



PLAN
- 1:300 -
TUNNELDIMENSJONER ER IKKJE I SKALA



A - A
- 1:600 -
TUNNELDIMENSJONER ER IKKJE I SKALA

UTKAST 2011-02-23

PROSJEKT

VATTENFALL POWER
CONSULTANT AB

P.O. Box 800, S - 771 28 LUDVIGA, SWEDEN. Phone +46 08-750 80 00

ARK. N.:	Tegnet av	Kontrollert av
---	J TUOMI	---

KOD	Geoteknisk av/utl.:
---	---

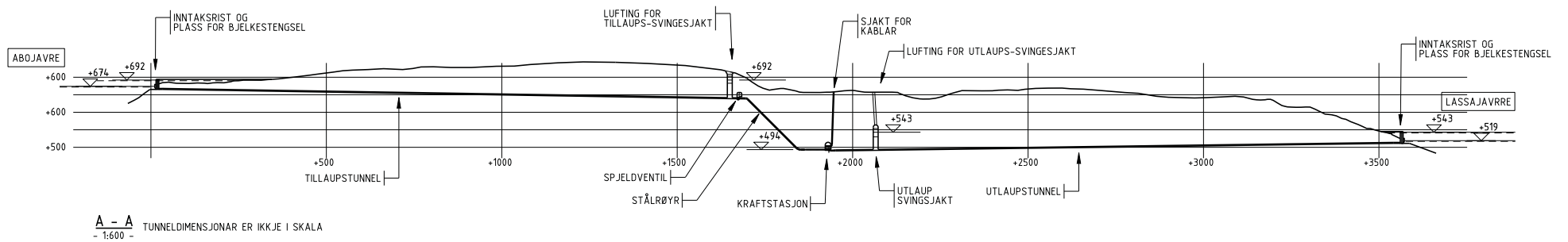
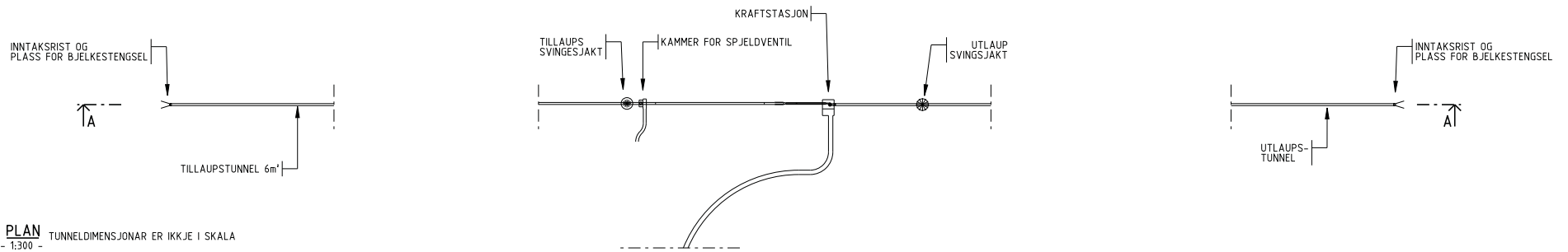
LASSAJAVRRE
PUMPEKRAFTVERK
VERSJON 2.1: 72 T, 4 AGGREGAT

SKALA	Tegning nr.	REV.
1:300, 1:600	003	---

3191400



2.4 V3 – 60 dagar



UTKAST 2011-02-23

PROSJEKT

**VATTENFALL POWER
CONSULTANT AB**

P.O. Box 600, S-771 28 LUDVIGÅ, SMEDEN, Phone +46 08-750 00 00

Ans. Nr.	TEGNET AV	KONTROLLERT AV
---	J. TUOMI	---
---	0205.000-10/2010	---

LASSAJAVRRE
PUMPEKRAFTVERK
VERSJON 3: 1440 T, 1 AGGREGAT

SKALA	TEGNING NR.	REV.
1:300, 1:600	004	---

Vedlegg 2, Fagervollan

Designdata og oversiktsteikningar

mai 2011

INNHALD

1	DESIGNDATA FOR FAGERVOLLAN	3
1.1	V1 – 1 dag	3
1.1.1	Tap i tunnelsystemet.....	3
1.1.2	Hoveddimensjonar for kvar del.....	3
1.1.3	Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr	3
1.1.4	Mengder og kostnadar, bygningstekniske arbeid	6
1.1.5	Total produksjon av elektrisitet V1 – 1 dag.....	7
1.2	V2 – 3 dagar, 2 aggregat.....	8
1.2.1	Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr	8
1.2.2	Mengder og kostnadar, bygningstekniske arbeid	9
1.2.3	Total produksjon av elektrisitet V2 – 3 dagar, 2 aggregat	10
1.3	V3 – Bruk av eksisterande tunnelar.....	11
1.3.1	Falltap i tunnelsystemet.....	11
1.3.2	Hoveddimensjonar for kvar del.....	11
1.3.3	Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr	11
1.3.4	Mengder og kostnadar, bygningstekniske arbeid	14
1.3.5	Total produksjon av elektrisitet V3 – Ved bruk av eksisterande tunnelar.....	15
2	KRAFTSTASJON OVERSIKTSTEIKNINGAR	16
2.1	V1 – 1 dag	16
2.2	V2 – 3 dagar, 2 aggregat.....	17
2.3	V3 – Bruk av eksisterande vassveg	18

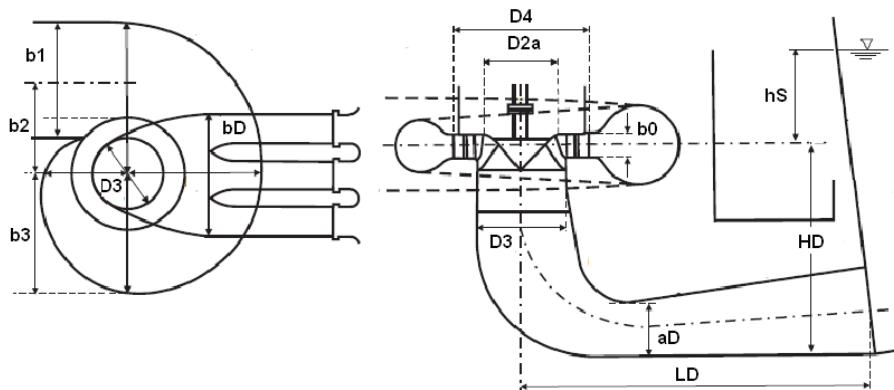
1 DESIGNDATA FOR FAGERVOLLAN

1.1 V1 – 1 dag

1.1.1 Tap i tunnelsystemet

		Øvre magasin- svingesjakt	svingesjakt - bifurkasjon	Bifurkasjon, ventilar	Utlauvs- tunnel	Totalt
Tap	[m]	3,1	1,3	1,5	0,7	6,6

1.1.2 Hoveddimensjoner for kvar del



	Turbin	Spiral	Sugerøyr	Installasjonsdyp
D2a	4500 mm	b0	500 mm	LD
D3	2670 mm	b1	2500 mm	HD
D4	7200 mm	b2	4800 mm	aD
		b3	5500 mm	bD
				6000 m

Notis: Sjølve pumpeturbinen er den same både i aggregat med synkron og asynkron generator.

1.1.3 Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr

Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
			[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/ eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
Pumpeturbin	6	Pumpeturbin	243MW, 333rpm					106	636	822
	6	Diverse						20	120	
	6	Kontrollsystem						11	66	
Generator	4	Synkron generator	300 MVA, 18kV, cosφ = 0,8	2900	5800		380	105	420	695
	2	Asynkron generator	300 MVA, 18kV, cosφ = 0,85	3700	5700		430	136	272	
Transformator	6	Transformator	420/18 kV, 300 MVA	12000	4000	7000	320	32	192	195,2
	2	Stasjons-transformator	18/10 kV, 10 MVA	4000	3000	4000	25	1,6	3,2	
Aggregat med fast turtal	4	Statisk Magnetisering		5000	1000	2200		8	32	200
	4	Magnetiserings-transformator	3,15 MVA 18/0,4 kV	2500	1500	2500	6			
	4	Magnetiserings Transformator Hjelpesystem	0,5 MVA	1500	800	1500	1,5			
	4	Høgspen- brytarar og Bremsar	effektbrytar skillebrytar bremsebrytar kontrollskap	3500 2000 3900 1600	4000 1900 2200 600	2600 2500 2300 2200		20	80	
	2	Statisk Frekvens- omformar	25 MW	10000	2500	2700		20	40	
	24	Instrumentering og kontroll	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		8	32	
	24	Elektrisk vern	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		4	16	
Turtalsregulert aggregat	2	Statisk frekvens- omformar	2x40 MW	20000	2500	2700		64	128	192
	2	Høgspen- brytarar og bremsar						20	40	
	12	Instrumentering og kontroll	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		8	16	

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
	12	Elektrisk vern	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		4	8	
Hjelpesystem	4	Instrumentering og kontroll		800	800	2200			8	75,4
	4	Elektrisk vern		800	800	2200			2,4	
		Medium spenning (lav spenning / dc-hjelpesystem)							65	
Stål konstruksjonar	3	Bifurkasjon	D=6500 --> D = 4600				120	9,6	28,8	208,8
	6	Kuleventil	DN2550					20	120	
	3	Spjeldventil	DN6500					20	60	
										2'388

1.1.4 Mengder og kostnader, bygningstekniske arbeid

UTGRAVINGAR (Fjellrom & hydrauliske tunnelar)		Volum
3xInntak/Utlaup Holmvatnet		28751 m ³
3xTunnel Del A		500000 m ³
3xTunnel Del B		35948 m ³
3xTunnel Del C		4993 m ³
3xTunnel Del D		23965 m ³
3xTunnel Del E		215686 m ³
3xUtlaup/Inntak Isvatnet		34531 m ³
3xTillaups svingesjakt		120000 m ³
3x Kammer for spjeldventil		9936 m ³
3xUtlaups svingesjakt		60000 m ³
Kraftstasjon (190x30x45)		256500 m ³
3xSjakt for samleskinne (70x3x3)		1890 m ³
Transformer hall (150x23x20)		69000 m ³
3xKabelsjakt (120x2x3)		2160 m ³
SUM		1,36 M m³

UTGRAVINGAR (Tilkomst & tverrslag)	Areal	Lengde	Volum
Tilkomst BF Ventil (+650-640) +120	25	620	15500 m ³
Skjæring BF Ventil Tunnel	25		350 m ³
Tilkomst PH 1:10 (+300-220)	70	800	56000 m ³
Tilkomst Trafo, via PH tunnel, (+300-280)	70	300	21000 m ³
Skjæring PH/Trafo Tunnel	70		1500 m ³
Tverrslag 1 HRT, Inntak (+570-620) +120	25	620	15500 m ³
Tverrslag 2 HRT BF Ventil +120	25	270	6750 m ³
Tverrslag 3 HRT PH, 1:10 (+220-190) +120	25	420	10500 m ³
Tverrslag 4 TRT PH, 1:10 (+220-200) +120	25	320	8000 m ³
Tverrslag 5 TRT Utlaup, 1:10 (+280-230) +120	25	620	15500 m ³
SUM			0,151 M m³
TOTAL UTGRAVD MENGDE			1,514 M m³

Kostnadskalkyle - Fagervollan V1

Del	Formel	Korreksjon	Dimensjon	Ant.	Kostnad [NOK]
Inntak skjæring*	612902	1	20	3	36774148
Utsprengd Tunnel - Del A	30633	0,98	2160	3	194528863
Utsprengd tillauks svingesjakt/kanal	10580000	1	1	3	31740000
Utsprengd kammer for spjeldventil	2628072	1	1	3	7884216
Tillaupskonus*	387863	1	14	3	16290226
Stålfora tunnel - Del B*	115000	1	410	4	188600000

Utsprengd maskinsal	67844250	1	1	1	67844250
Utsprengd transformatorrom	18250500	1	1	1	18250500
Utlaupskonus*	356348	1	18	3	19242773
Utsprengd Tunnel – Del D	35625	0,97	800	3	82935112
Utsprengd Utlaupe					
Svingesjakt/rom	5290000	1	1	3	15870000
Utlaupe skjæring*	781521	1	20	3	46891251
Betong (Total)	2500	0,2	329717	1	164858700
Armering	16000	1	3957	1	63305741
Tilkomst tunnelar					
Tverrslag					
SUM					955,0 MNOK
Tilkomst tunnel - 70 m ²	29057	1	1100	1	31963030
Tverrtunnelar - 70 m ²	402400	1	18	1	7243200
Tilkomst tunnel - 25 m ²	19158	1	620	1	11877805
Tverrtunnelar - 25 m ²	158950	1	15	1	2384250
Tverrslagstunnel - 25 m ²	19158	1	2250	1	43104938
Skjært Tverrslagstunnelar - 25 m ²	158950	1	15	2	4768500
SUM					101 MNOK
TOTAL KOSTNAD					1056,4 MNOK

1.1.5 Total produksjon av elektrisitet V1 – 1 dag

Den samla kraftproduksjonen for ein arbeidsperiode, dvs utnytting av heile arbeidsvolumet, er 29,7 GWt i turbindrift. Det tilsvarende arbeidet for pumpedrifta er 38,1 GWt. Slukeevne, timar og arbeid for ein arbeidsperiode for Fagervollan V1 er oppsummert nedanfor.

			Turbindrift	Pumpedrift
Netto fallhøgde (inkl. falltap)	h	[m]	285,9-6,6=279,3	285,9+6,6=292,5
Slukeevne per aggregat	Q	[m ³ /s]	100,1	74,5
Total slukeevne	Q_total	[m ³ /s]	600,7	446,9
Arbeidsmengde for 44 M m ³		[t]	20,34	27,3
Elektrisk kraft	Effekt	[MW]	242,9	-232
Samla arbeid per aggregat	W_unit	[MWt]	4942	-6344
Samla arbeid totalt	W_total	[MWt]	29 653	-38070

1.2 V2 – 3 dagar, 2 aggregat

1.2.1 Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
Pumpeturbin	2	Pumpeturbin	243MW, 333rpm					106	212	274
	2	Diverse						20	40	
	2	Kontrollsystem						11	22	
Generator	0	Synkron Generator						-	-	272
	2	Asynkron Generator	300 MVA, 18kV, cosφ = 0,85	3700	5700		430	136	272	
Transformator	2	Transformator	420/18 kV, 300 MVA	12000	4000	7000	320	32	64	67,2
	2	Stasjons-transformator	18/10 kV, 10 MVA	4000	3000	4000	25	1,6	3,2	
Aggregat med fast turtal	2	Statisk Magnetisering	2x40 MW	20000	2500	2700		64	128	192
	2	Magnetiserings-transformator	effektbrytar skillebrytar bremsebrytar kontrollskap	3500 2000 3900 1600	4000 1900 2200 600	2600 2500 2300 2200		20	40	
	12	Magnetiserings-transformator Hjelpesystem	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		8	16	
	12	Høgspen-brytarar og Bremsar	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		4	8	
Hjelpesystem	4	Instrumentering og kontroll		800	800	2200			8	38,4
	4	Elektrisk vern		800	800	2200			2,4	
		Medium spenning (lav spenning / dc-hjelpesystem)							40	
	1	Bifurkasjon	D=6500 --> D =				120	9,6	9,6	69,6

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/ eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
			4600							
	2	Kuleventil	DN2550					20	40	
	1	Spjeldventil	DN6500					20	20	
										913

1.2.2 Mengder og kostnader, bygningstekniske arbeid

UTGRAVINGAR (Fjellrom & hydrauliske tunneler)	Volum
Inntak/Utløp Holmvatnet	9584 m ³
Tunnel Del A	166667 m ³
Tunnel Del B	11983 m ³
Tunnel Del C	1664 m ³
Tunnel Del D	7988 m ³
Tunnel Del E	71895 m ³
Utløp/Inntak Isvatnet	11510 m ³
Tillaups svingesjakt	40000 m ³
Kammer for spjeldventil	3312 m ³
Utløps svingesjakt	20000 m ³
Kraftstasjon (80x30x45)	108000 m ³
Sjakt for samleskinne (70x3x3)	630 m ³
Transformatorrom (50x23x20)	23000 m ³
Kabelsjakt (120x2x3)	720 m ³
SUM	0,48 M m³

UTGRAVINGAR (Tilkomst & tverrslag)	Areal	Lengde	Volum
Tilkomst BF Ventil (+410-415)	25	500	12500 m ³
Skjæring BF Ventil Tunnel	25		350 m ³
Tilkomst PH 1:10 (+300-220)	70	800	56000 m ³
Tilkomst Trafo, via PH tunnel, (+300-280)	70	300	21000 m ³
Skjæring PH/Trafo Tunnel	70		1500 m ³
Tverrslag 1 HRT, Inntak (+570-620)	25	500	12500 m ³
Tverrslag 2 HRT BF Ventil	25	150	3750 m ³
Tverrslag 3 HRT PH, 1:10 (+220-190)	25	300	7500 m ³
Tverrslag 4 TRT PH, 1:10 (+220-200)	25	200	5000 m ³
Tverrslag 5 TRT Utløp, 1:10 (+280-230)	25	500	12500 m ³
SUM			0,133 M m³

TOTAL UTGRAVD MENGDE	0,610 M m³
-----------------------------	------------------------------

Kostnadskalkyle - Fagervollan V2

Del	Formula	Korreksjon	Dimensjon	Ant.	Kostnad [NOK]
Inntak skjæring*	612902	1	20	1	12258049
Utsprengd Tunnel - Del A	30633	0,98	2160	1	64842954
Utsprengd tillauks svingesjakt/rom	10580000	1	1	1	10580000
Utsprengd kammer for spjeldventil	876024	1	1	1	876024
Tillaupskonus*	387863	1	14	1	5430075
Stålfora tunnel - Del B*	115000	1	410	1	47150000
Utsprengd maskinsal	28566000	1	1	1	28566000
Utsprengd transformatorrom	6083500	1	1	1	6083500
Utlaupskonus*	356348	1	18	1	6414258
Utsprengd Tunnel – Del D	35625	0,97	800	1	27645037
Utsprengd Utlaups Svingesjakt/rom	5290000	1	1	1	5290000
Utlaup skjæring*	781521	1	20	1	15630417
Betong (Total)	2500	0,2	132406	1	66202900
Armering	16000	1	1589	1	25421914
Tilkomst tunneler					
Tverrslag					
SUM					322,4 MNOK
Tilkomsttunnel - 70 m ²	29057	1	1100	1	31963030
Tverrtunneler - 70 m ²	402400	1	18	1	7243200
Tilkomsttunnel - 25 m ²	19158	1	500	1	9578875
Tverrtunneler - 25 m ²	158950	1	15	1	2384250
Tverrslagstunnel - 25 m ²	19158	1	1650	1	31610288
Skjært Tverrslagstunneler - 25 m ²	158950	1	15	2	4768500
SUM					87,5 MNOK
TOTAL KOSTNAD					409,9 MNOK

1.2.3 Total produksjon av elektrisitet V2 – 3 dagar, 2 aggregat

Den samla kraftproduksjonen for ein arbeidsperiode, dvs utnytting av heile arbeidsvolumet, er 29,7 GWt i turbindrift. Det tilsvarende arbeidet for pumpedrifta er 38,1 GWt. Slukeevne, timar og arbeid for ein arbeidsperiode for Fagervollan V2 er oppsummert nedanfor.

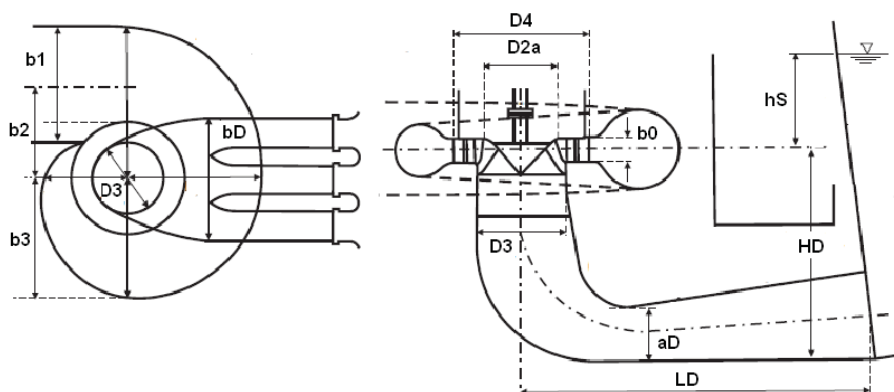
			Turbindrift	Pumpedrift
Netto fallhøgde (inkl. falltap)	h	[m]	285,9-6,6=279,3	285,9+6,6=292,5
Slukeevne per aggregat	Q	[m ³ /s]	100,1	74,5
Total slukeevne	Q_total	[m ³ /s]	200,2	149
Arbeidsmengde for 44 M m ³		[h]	61,1	82,0
Elektrisk kraft	Effekt	[MW]	242,9	-232
Samla arbeid per aggregat	W_unit	[MWh]	14 829	-19 030
Samla arbeid totalt	W_total	[MWh]	29 658	-38 061

1.3 V3 – Bruk av eksisterende tunnelar.

1.3.1 Falltap i tunnelsystemet

Tap	[m]	Øvre magasin-svingesjakt	Svingesjakt - bifurkasjon	Bifurkasjon, ventilar	Utløps-tunnel	Totalt
		6,2	0,9	0,6	0,4	8,1

1.3.2 Hoveddimensjoner for kvar del



	Turbin	Spiral	Sugerøyr	Installasjonsdjup			
D2a	2400 mm	b0	200 mm	LD	6,3 m	hS	-37,6 m
D3	1300 mm	b1	1350 mm	HD	4,8 m		
D4	3200 mm	b2	2300 mm	aD	900 m		
		b3	2700 mm	bD	2100 m		

Dimensjonane til turbinane er mindre sammenligna med andre alternativ. Dette betyr at dei er lettare å handtere, og krev ikkje like tungt utstyr ved installering. Kraftstasjonen får også lågare installasjonsdjup.

1.3.3 Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr

Turtalsregulert pumpeturbin med aynkron generator

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
Pumpeturbin	1	Pumpeturbin	65 MW, 600rpm					40,6	40,6	57
	1	Diverse						9	9	

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
	1	Kontrollsystem						7,5	7,5	
	0	Synkron Generator								39
	1	Asynkron Generator	80 MVA, 10,5 kV, cos ϕ 0,8	1500	3400		170	39	39	
Transformator	1	Transformator	132/10,5 kV, 90 MVA	8000	3500	6000	130	12	12	12,35
	1	Stasjons-transformator	10,5/0,4 kV, 1 MVA	1600	1000	1600	2,5	0,35	0,35	
Turtalsregulert taggregat	1	Høgspen- brytarar og Bremsar		8000	2000	3000		7	7	41
	1	Statisk Frekvens- omformar	2x10 MW	18000	2500	2700	20	22	22	
	6	Instrumentering og kontroll	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		8	8	
	6	Elektrisk vern	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		4	4	
Hjelpesystem	4	Instrumentering og kontroll		800	800	2200			8	24
	4	Elektrisk vern		800	800	2200			4	
		Medium spenning (lav spenning / dc- hjelpesystem)							12	
Stålkonstr- uksjonar	1	Bifurkasjon	D=2250 --> D = 1600				14	1,2	1,2	16,2
	1	Kuleventil	DN1400					9	9	
	1	Spjeldventil	DN3200					6	6	
										190

Alternativ løsning; Pumpeturbin med fast turtal og synkron generator

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
Pumpeturbin	1	Pumpeturbin	65 MW, 600rpm					40,6	40,6	57
	1	Diverse						9	9	
	1	Kontrollsystem						7,5	7,5	
Generator	1	Synkron Generator	85 MVA, 10,5 kV, cos ϕ 0,8	1600	3500		150	30	30	30
	0	Asynkron Generator						-	-	
Transformator	1	Transformator	132/10,5 kV, 90 MVA	8000	3500	6000	130	12	12	12,35
	1	Stasjons-transformator	10,5/0,4 kV, 1 MVA	1600	1000	1600	2,5	0,35	0,35	
Aggregat med fast turtal		Statisk Magnetisering							3	30
	1	Magnetiserings-transformator	0,8 MVA	1600	1000	1600	2			
	1	Høgspenning-brytarar og Bremsar		8000	2000	3000		7	7	
	1	Statisk Frekvens-omformar	5 MW	4000	1500	2700		8	8	
	6	Instrumentering og kontroll	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		8	8	
	6	Elektrisk vern	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		4	4	
Hjelpesystem	4	Instrumentering og kontroll		800	800	2200			8	24
	4	Elektrisk vern		800	800	2200			4	
		Medium spenning (lav spenning / dc-hjelpesystem)							12	
Stål-konstr.	1	Bifurkasjon	D=2250 --> D = 1600				14	1,2	1,2	16,2
	1	Kuleventil	DN1400					9	9	

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/ eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
	1	Spjeldventil	DN3200					6	6	
										170

1.3.4 Mengder og kostnader, bygningstekniske arbeid

UTGRAVINGAR (teoretisk)	Volum
Inntak/Utlaup Isvatnet	0 m ³
Tunnel Del A	0 m ³
Tunnel Del B	2320 m ³
Tunnel Del C	400 m ³
Tunnel Del D	2240 m ³
Tunnel Del E	19320 m ³
Utlaup/Inntak Fagervollvatnet	6400 m ³
Tillaups svingesjakt	9000 m ³
Kammer for spjeldventil	380 m ³
Utlaups svingesjakt	2000 m ³
Kraftstasjon (35x18x26)	16380 m ³
Sjakt for samleskinne (64x3x3)	576 m ³
Transformatorrom (20x15x18)	5400 m ³
Kabelsjakt (117x2x3)	702 m ³
SUM	0,065 M m³

UTGRAVINGAR (Tilkomst & tverrslag)	Areal	Lengde	Volum
Tilkomst BF Ventil (+410-415)	25	500	12500 m ³
Skjæring BF Ventil Tunnel	25		350 m ³
Tilkomst PH 1:10 (+300-225)	60	750	45000 m ³
Tilkomst Trafo, via PH tunnel, (+300-280)	60	300	18000 m ³
Skjæring PH/Trafo Tunnel	60		1400 m ³
Tverrslag 1 HRT, Inntak (+570-620)	0	0	0 m ³
Tverrslag 2 HRT BF Ventil	25	150	3750 m ³
Tverrslag 3 HRT PH, 1:10 (+225-215)	25	150	3750 m ³
Tverrslag 4 TRT PH, 1:10 (+225-210)	25	150	3750 m ³
Tverrslag 5 TRT Utlaup, 1:10 (+280-230)	25	500	12500 m ³
SUM			0,101 M m³

TOTAL UTGRAVD MENGDE	0,166 M m³
-----------------------------	------------------------------

Kostnadskalkyle - Fagervollan V3

Del	Formel	Korreksjon	Dimensjon	Ant.	Kostnad [NOK]
Inntak skjæring*	188200	1	16	0	0
Utsprengd Tunnel - Del A	18058	0,98	2230	0	0
Utsprengd tillauks svingesjakt/kanal	2380500	1	1	1	2380500
Utsprengd kammer for spjeldventil	100510	1	1	1	100510
Tillaupskonus*	266400	1	10	1	2664000
Stålfora tunnel - Del B*	48000	1	340	1	16320000
Utsprengd maskinsal	4332510	1	1	1	4332510
Utsprengd transformatorrom	1428300	1	1	1	1428300
Utlaupskonus*	300704	1	14	1	4209856
Utsprengd Tunnel – Del D	19818	0,97	770	1	14801855
Utsprengd Utlaup Svingesjakt/rom	529000	1	1	1	529000
Utlaup skjæring*	247640	1	16	1	3962240
Betong (Total)	2500	0,2	23160	1	11580000
Armering	16000	1	278	1	4446720
Tilkomsttunnelar Tverrslag					
SUM					66,8 MNOK
Tilkomsttunnel - 60 m ²	26857	1	1050	1	28200270
Tverrtunnelar - 60 m ²	348300	1	17	1	5921100
Tilkomsttunnel - 25 m ²	19158	1	500	1	9578875
Tverrtunnelar - 25 m ²	158950	1	15	1	2384250
Tverrslagstunnelar - 25 m ²	19158	1	950	1	18199863
Skjært Tverrslagstunnelar - 25 m ²	158950	1	15	2	4768500
SUM					3,0 MNOK
TOTAL KOSTNAD					69,8 MNOK

1.3.5 Total produksjon av elektrisitet V3 – Ved bruk av eksisterande tunnelar

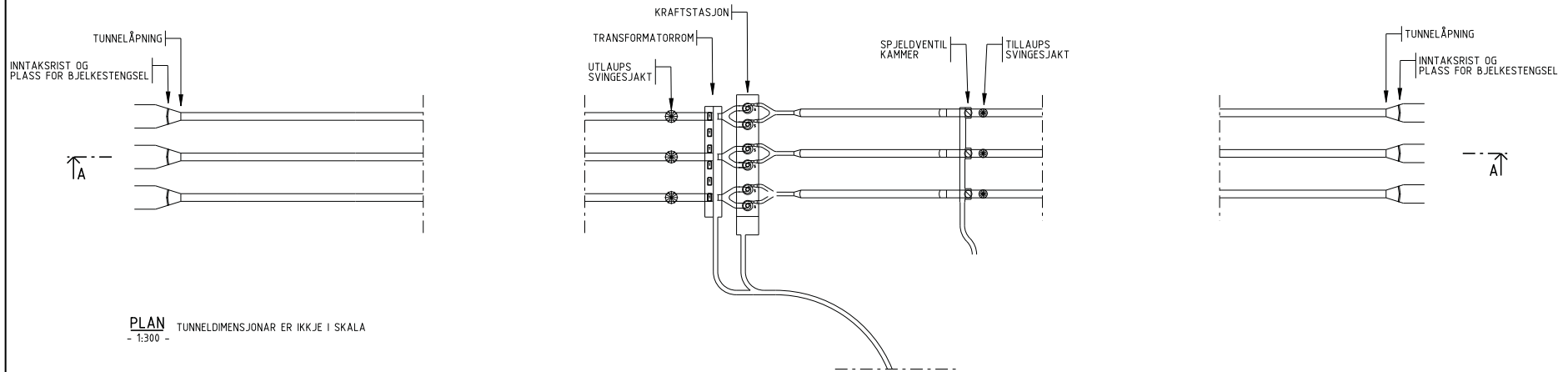
Den samla kraftproduksjonen for ein arbeidsperiode, dvs utnytting av heile arbeidsvolumet, er 31,3 GWt i turbindrift. Det tilsvarende arbeidet for pumpedrifta er 38,9 GWt. Slukeevne, timar og arbeid for ein arbeidsperiode for Fagervollan V3 er oppsummert nedanfor.

			Turbindrift	Pumpedrift
Netto fallhøgde (inkl. falltap)	h	[m]	285,9-8,1=277,8	285,9+8,1=294
Slukeevne turbin	Q	[m ³ /s]	24,2	20,4
Arbeidsmengde for 44 M m ³		[h]	505	598,5
Elektrisk kraft	Effekt	[MW]	62	-65
Samla arbeid per aggregat	W_unit	[MWt]	31 332	-38 903

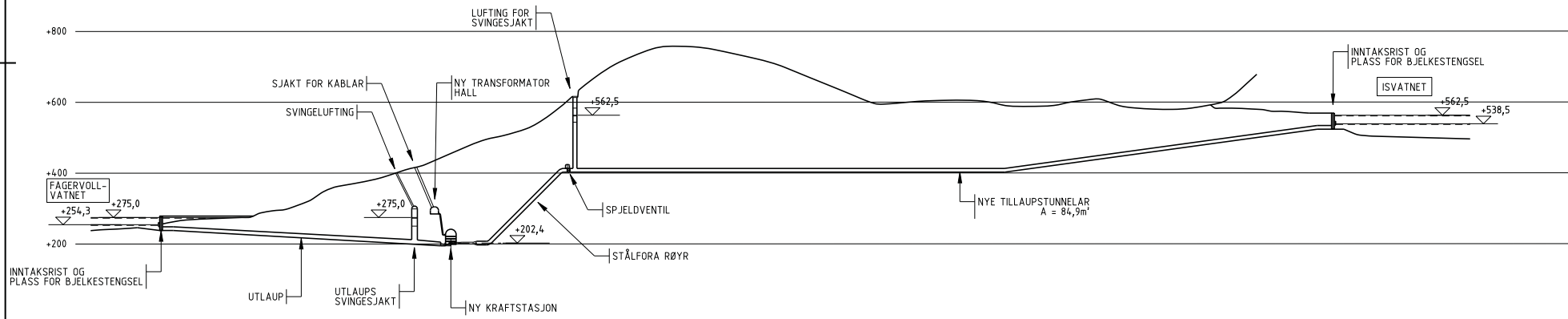
3191400

2 KRAFTSTASJON OVERSIKTSTEIKNINGAR

2.1 V1 – 1 dag



PLAN TUNNELDIMENSJONER ER IKKJE I SKALA
- 1:300 -



A - A TUNNELDIMENSJONER ER IKKJE I SKALA
- 1:600 -

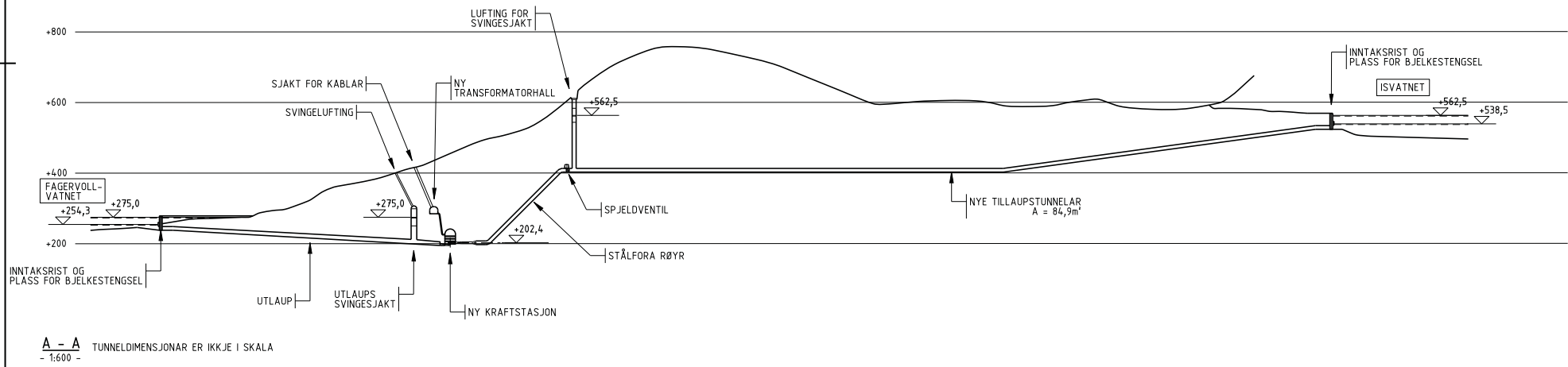
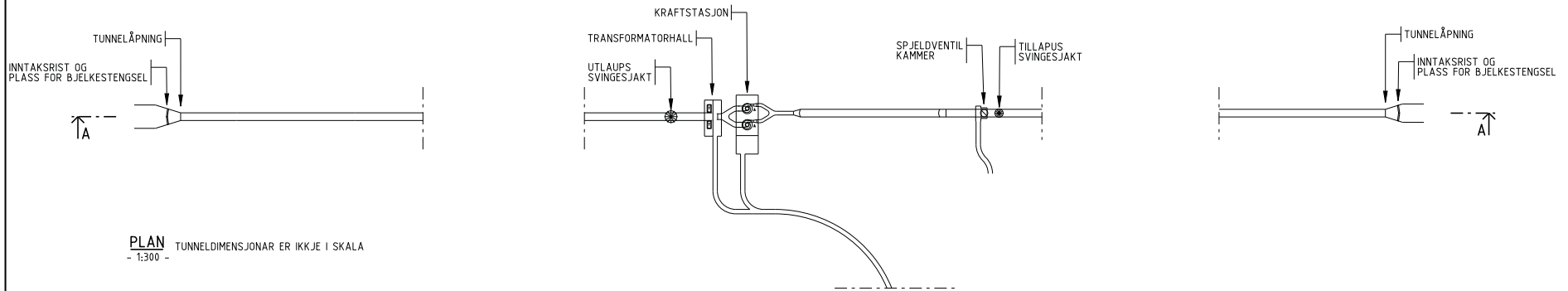
UTKAST 2011-02-23

PROSJEKT		
VATTENFALL POWER CONSULTANT AB		
P.O. Box 800, S-771 28 LUDVIGA, SWEDEN, Phone +46 08-730 80 00		
ARK. NR. 3209700	TEKNI. AV J. TUOMI	KONTROLLERT AV P.-E. SÖDER
FAGERVOLLAN PUMPEKRAFTVERK VERSJON 1: 24 T		
SKALA 1:300, 1:600	TEGINGS NR. 001	REV.

3191400



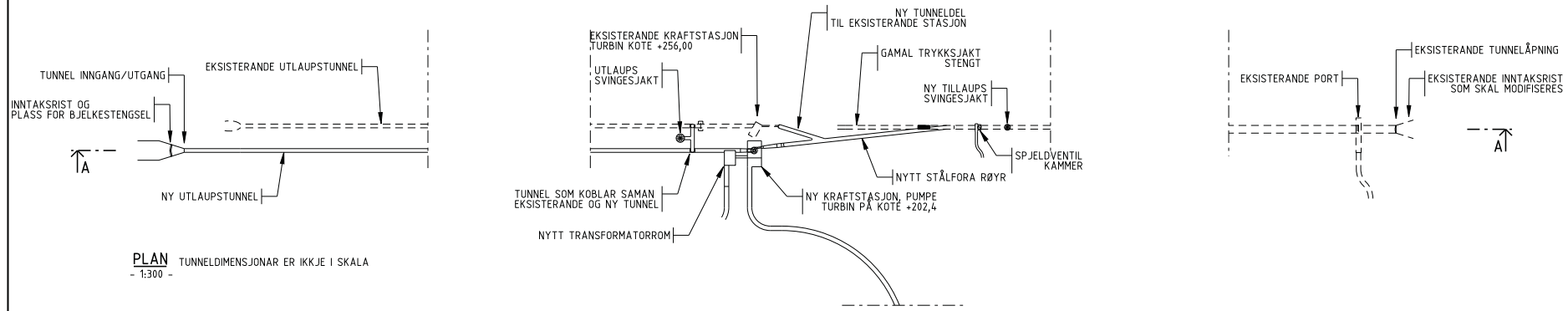
2.2 V2 – 3 dagar, 2 aggregat



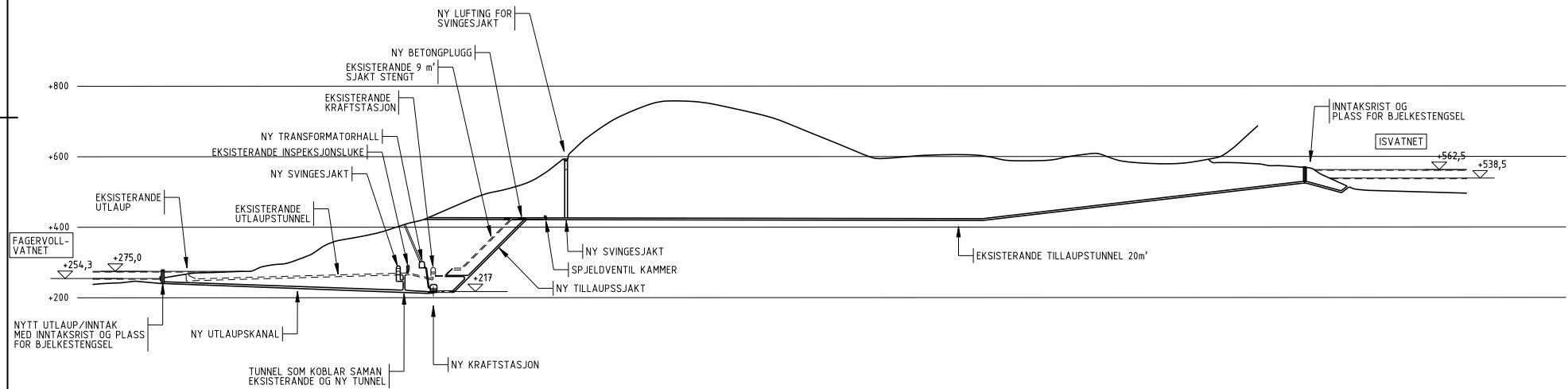
UTKAST 2011-02-23		
PROSJEKT		
VATTENFALL POWER CONSULTANT AB		
P.O. Box 800, S-771 28 LUDVICA, SWEDEN, Phone +46 08-730 80 00		
ANS. N.	TEKNA AV	KONTROLLERT AV
—	J TUOMI	—
KOD	GOK-800 AV/0410	
FAGERVOLLAN PUMPEKRAFTVERK		
VERSJON 2: 7Z T		
SKALA	TEGNINGS NR.	REV.
1:300, 1:600	002	—

3191400

2.3 V3 – Bruk av eksisterande vassveg



PLAN TUNNELDIMENSJONER ER IKKJE I SKALA
 - 1:300 -



A - A TUNNELDIMENSJONER ER IKKJE I SKALA
 - 1:600 -

UTKAST 2011-02-23

PROSJEKT

VATTENFALL POWER CONSULTANT AB

P.O. Box 800, S-771 28 LJUDVICA, SWEDEN, Phone +46 08-738 80 00

ARK. NR.	TILBUD AV	KONTROLLERT AV
—	J. TUOMI	—
REV.	SEK. ENG. AV/DATE	—
—	—	—

FAGERVOLLAN
 PUMPEKRAFTVERK
 VERSJON 3: 24 m³/s, FULL UTNYTTING AV EKSISTERANDE TUNNELAR

SKALA	TEGNINGS NR.	REV.
1:300, 1:600	003	—

Vedlegg 3, Trollfjord

Designdata og oversiktsteikningar

mai 2011

INNHALD

1	DESIGNDATA FOR TROLLFJORD	3
1.1	V1 – 1 dag	3
1.1.1	Tap i tunnelsystemet.....	3
1.1.2	Hoveddimensjonar for kvar del.....	3
1.1.3	Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr	4
1.1.4	Mengder og kostnadar, bygningstekniske arbeid	5
1.1.5	Total produksjon av elektrisitet V1 – 1 dag.....	6
1.2	V1.1 – 1 dag, 4 aggregat	7
1.2.1	Tap i tunnelsystemet.....	7
1.2.2	Hoveddimensjonar for kvar del.....	7
1.2.3	Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr	7
1.2.4	Mengder og kostnadar, bygningstekniske arbeid	9
1.2.5	Total produksjon av elektrisitet V1.1 – 1 dag, 4 aggregat.....	11
1.3	V1.2 – 1 dag, 4 aggregat, utvidelse av øvre magasin	12
1.3.1	Tap i tunnelaystemet	12
1.3.2	Hoveddimensjonar for kvar del.....	12
1.3.3	Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr	13
1.3.4	Mengder og kostnadar, bygningstekniske arbeid	14
1.3.5	Total produksjon av elektrisitet V1.2 – 1 dag, 4 aggregat.....	16
1.4	V2 – 3 dagar	16
1.4.1	Tap i tunnelsystemet.....	16
1.4.2	Hoveddimensjonar for kvar del.....	16
1.4.3	Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr	17
1.4.4	Mengder og kostnadar, bygningstekniske arbeid	18
1.4.5	Total produksjon av elektrisitet V2 – 3 dagar.....	19
2	KRAFTSTASJON OVERSIKTSTEIKNINGAR	20
2.1	V1 – 1 dag	20
2.2	V1.1 – 1 dag, 4 aggregat	21
2.3	V1.2 – 1 dag, 4 aggregat, utvidelse av øvre magasin.	22
2.4	V2 – 3 dagar	23

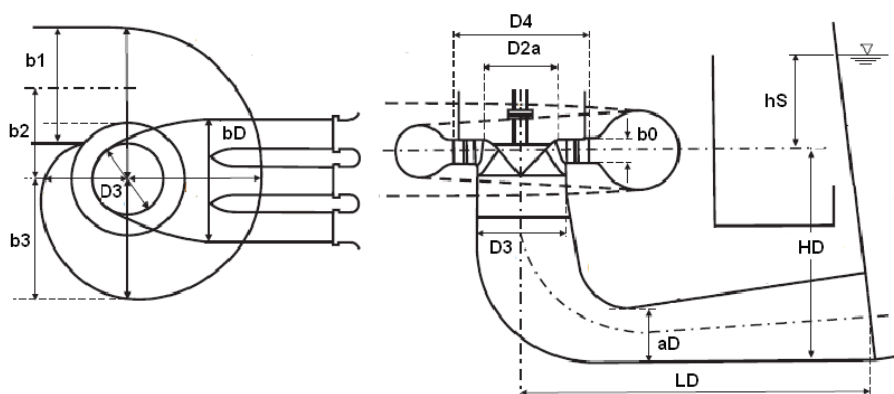
1 DESIGNDATA FOR TROLLFJORD

1.1 V1 – 1 dag

1.1.1 Tap i tunnelsystemet

		Øvre magasin- svingesjakt	svingesjakt - bifurkasjon	Bifurkasjon, ventilar	Utlaupts- tunnel	Totalt
Tap	[m]	4,2	1,2	1,1	1,0	7,5

1.1.2 Hoveddimensjonar for kvar del



	Turbin		Spiral		Sugerøyr		Installasjonsdjup
D2a	2760 mm	b0	740 mm	LD	8,4 m	hS	-25,4 m
D3	1350 mm	b1	1350 mm	HD	5,0 m		
D4	3600 mm	b2	2500 mm	aD	1300 m		
		b3	4700 mm	bD	4200 m		

1.1.3 Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr

	Nr.	komponent	tekn. data / kommentar	lengde	bredd	høgde	tyngde	pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
Pumpeturbin	2	Pumpeturbin	52 MW, 500rpm					36	72	101
	2	Diverse						7,5	15	
	2	Kontrollsystem						7	14	
Generator	0	Synkron Generator								73
	2	Asynkron Generator	65 MVA, 10,5 kV, cos ϕ 0,85					36,5	73	
Transformator	2	Transformator	132/10,5 kV, 65 MVA	8000	3500	6000	110	10	20	20,7
	2	Stasjons-transformator	10,5/0,4 kV, 1 MVA	1600	1000	1600	2,5	0,35	0,7	
Turtallsregulert aggregat	2	Høgspen- brytarar og bremsar		8000	2000	3000		7	14	82
	2	Statisk Frekvens- omformar	2x10 MW	18000	2500	2700		22	44	
	2	Instrumentering og kontroll	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		8	16	
	2	Elektrisk vern	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		4	8	
Hjelpesystemar	2	Instrumentering og kontroll		800	800	2200			8	37
	2	Elektrisk beskyttelse		800	800	2200			4	
		Medium spenning (lav spenning / dc-hjelpesystem)							25	
Stål- konstruks- ionar	1	Bifurkasjon	D=3650 --> D = 2500				19	1,5	1,5	26,5
	2	Kuleventil	DN1400					9	18	
	1	Spjeldventil	DN3650					7	7	
										340,2

1.1.4 Mengder og kostnader, bygningstekniske arbeid

UTGRAVINGAR (Fjellrom & hydrauliske tunnelar)	Volum
Inntak/Utlaup Botnvatnet	2415 m ³
Tunnel Del A	30833 m ³
Tunnel Del B	3021 m ³
Tunnel Del C	469 m ³
Tunnel Del D	1190 m ³
Tunnel Del E	22321 m ³
Inntak/Utlaup Trollfjordvatnet	4165 m ³
Tillaups svingesjakt	15200 m ³
Kammer for spjeldventil	600 m ³
Utlaups svingesjakt	3250 m ³
Kraftstasjon (45x15x20)	13500 m ³
Sjakt for samleskinne (55x3x3)	495 m ³
Transformatorrom (30x10x8)	2400 m ³
Kabelsjakt (110x2x3)	660 m ³
SUM	0,101 M m³

UTGRAVINGAR (Tilkomst & tverrslag)	Areal	Lengde	Volum
Skjæring PH/Trafo Tunnel	60		1400 m ³
Tilkomst Trafo 1:10 (vre magasin tunnel)	60	1000	60000 m ³
Tilkomst PH 1:10 (vre magasin tunnel)	60	500	30000 m ³
Tilkomst BF Valve (vre magasin tunnel)	25	100	2500 m ³
Tilkomst øvre magasin 1:10, (+100-460)	25	2400	60000 m ³
Tverrslag 1 HRT, Inntak (+455-425)	25	300	7500 m ³
Tverrslag 2 HRT BF Ventil	25	100	2500 m ³
Tverrslag 3 HRT PH, 1:10 (+150-140)	25	100	2500 m ³
Tverrslag 4 TRT PH, 1:10 (+150-135)	25	150	3750 m ³
Tverrslag 5 TRT Utlaup, 1:10 (+200-160)	25	400	10000 m ³
SUM			0,180 M m³
TOTAL UTGRAVD MENGDE			0,281 M m³

Kostnadskalkyle - Trollfjord V1

Del	Formel	Korreksjon	Dimensjon	Ant.	Kostnad [NOK]
Inntak skjæring*	194392	1	15	1	2915875
Utsprengd Tunnel - Del A	18241	0,98	1480,0	1	26456928
Utsprengd tillaufs svingesjakt/kanal	4020400	1	1	1	4020400
Utsprengd kammer for spjeldventil	158700	1	1	1	158700
Tillaupskonus*	364976	1	10	1	3649757
Stålfora tunnel - Del B*	54000	1	335	1	18090000
Utsprengd maskinsal	3570750	1	1	1	3570750
Utsprengd transformatorrom	634800	1	1	1	634800
Utlaupskonus*	307502	1	15	1	4612534
Utsprengd Tunnel – Del D	20205	0,98	790	1	15642960

Utsprengd Utlauks					
Svingesjakt/rom	859625	1	1	1	859625
Utlaupe skjæring *	260731	1	15	1	3910964
Betong (Total)	2500	0,2	20680	1	10340000
Armering	16000	1	248	1	3970560
SUM					98,8 MNOK

Tilkomst tunnel - 60 m ²	26857	1	1500	1	40286100
Tverrtunnelar - 60 m ²	348300	1	17	1	5921100
Tilkomst tunnel - 25 m ²	19158	1	2500	1	47894375
Tverrtunnelar - 25 m ²	158950	1	15	2	4768500
Tverrslagstunnel - 25 m ²	19158	1	1050	1	20115638
Skjært Tverrslagstunnelar - 25 m ²	158950	1	15	2	4768500
SUM					124 MNOK

TOTAL KOSTNAD	222,6 MNOK
----------------------	-------------------

1.1.5 Total produksjon av elektrisitet V1 – 1 dag

Den samla kraftproduksjonen for ein arbeidsperiode, dvs utnytting av heile arbeidsvolumet, er 2,2 GWt i turbindrif. Det tilsvarande arbeidet for pumpedrifta er 2,9 GWt. Slukeevne, timar og arbeid for ein arbeidsperiode for Trollfjord V1 er oppsummert nedanfor.

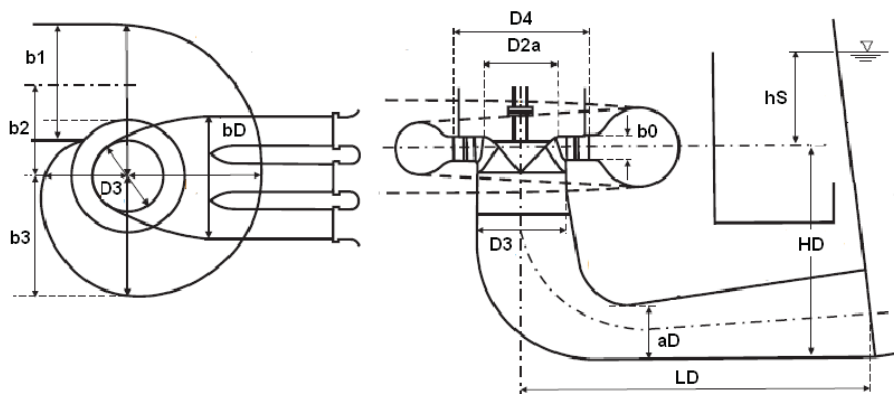
			Turbindrif	Pumpedrift
Netto fallhøgde (inkl. falltap)	h	[m]	265,8-7,5=258,3	265,8+7,5=273,3
Slukeevne per aggregat	Q	[m ³ /s]	22,9	17,9
Total slukeevne	Q_total	[m ³ /s]	45,9	35,8
Arbeidsmengde for 3,6 M m ³		[h]	21,8	27,9
Elektrisk kraft	Effekt	[MW]	50	-52
Samla arbeid per aggregat	W_unit	[MWt]	1 089	-1 452
Samla arbeid totalt	W_total	[MWt]	2 179	-2 906

1.2 V1.1 – 1 dag, 4 aggregat

1.2.1 Tap i tunnelsystemet

		Øvre magasin- svingesjakt	svingesjakt - bifurkasjon	Bifurkasjon, ventilar	Utlaupts- tunnel	Totalt
Tap	[m]	4,2	1,7	1,3	1,0	8,2

1.2.2 Hoveddimensjonar for kvar del



	Turbin	Spiral	Sugerøyr	Installasjonsdjup
D2a	1840 mm	b0	150 mm	LD
D3	950 mm	b1	1000 mm	HD
D4	2400 mm	b2	1700 mm	aD
		b3	1900 mm	bD
				3000 m

Notis: Sjølve pumpeturbinen er den same både i aggregat med synkron og asynkron generator.

1.2.3 Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[MNO K]	[M NOK]
Pumpe- turbin	4	Pumpeturbin	28 MW, 750rpm					28	112	156
	4	Diverse						5	20	

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/ eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[MNO K]	[M NOK]
	4	Kontrollsystem						6	24	
Generator	2	Synkron Generator	35 MVA, 6 kV, 3,5 kA, $\cos\phi = 0,8$					17	34	78
	2	Asynkron Generator	35 MVA, 6 kV, 3,5 kA, $\cos\phi = 0,85$					22	44	
Transformator	4	Transformator	132/6 kV, 40 MVA	7000	3000	5500	65	7	28	28,6
	2	Stasjons-transformator	Stasjonsforsynin ga har samme spenning som aggregatet: 6/0,4 kV: 0,8 MVA	1600	900	1500	2,5	0,3	0,6	
Aggregat med fast turtal	2	Statisk Magnetisering		2000	1000	2200		2	4	50
	2	Magnetiserings-transformator	0,4 MVA	1500	800	1500	1,4			
	2	Høgspen-brytarar og bremsar		8000	2000	3000		6	12	
	2	Statisk Frekvens-omformar	3 MW	3000	1500	2700		5	10	
	12	Instrumentering og kontroll	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		8	16	
	12	Elektrisk vern	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		4	8	
Turtalsregulert aggregat	2	Statisk frekvens-omformar	2x5 MW	8000	1500	2700		16	23	59
	2	Høgspen-brytarar og Bremsar		8000	2000	3000		6	12	
	12	Instrumentering og kontroll	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		8	16	
	12	Elektrisk vern	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		4	8	
	4	Instrumentering og kontroll		800	800	2200			8	40,4

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/ eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[MNO K]	[M NOK]
	4	Elektrisk vern		800	800	2200			2,4	
		Medium spenning (lav spenning / dc-hjelpesystem)							30	
Stål konstruksjon	2	Bifurkasjon	D=2600 --> D = 1800				7	0,7	1,4	31,4
	4	Kuleventil	DN1000					6	24	
	2	Spjeldventil	DN2600					3	6	
										443,4

1.2.4 Mengder og kostnader, bygningstekniske arbeid

UTGRAVINGAR (Fjellrom & hydrauliske tunneler)		Volum
Inntak/Utløp Botnvatnet		3059 m ³
Tunnel Del A		30833 m ³
Tunnel Del B		3125 m ³
Tunnel Del C		417 m ³
Tunnel Del D		1786 m ³
Tunnel Del E		21726 m ³
Utløp/Inntak Trollfjordvatnet		6125 m ³
Tillaups svingesjakt		15200 m ³
2x Kammer for spjeldventil		1200 m ³
Utløps svingesjakt		3100 m ³
Kraftstasjon (75x17x16)		20400 m ³
Sjakt for samleskinne (60x3x3) x2		1080 m ³
Transformatorrom (55x11x10)		6050 m ³
Kabelsjakt (110x2x3)		600 m ³
SUM		0,115 M m³

UTGRAVINGAR (Tilkøst & tverrslag)	Areal	Lengde	Volum
Skjæring PH/Trafo Tunnel	60		1400 m ³
Tilkøst Trafo 1:10 (øvre magasintunnel)	60	1000	60000 m ³
Tilkøst PH 1:10 (øvre magasintunnel)	60	500	30000 m ³
Tilkøst BF Ventil (øvre magasintunnel)+150	25	150	3750 m ³
Tilkøst øvre magasin 1:10, (+100-460)	25	2400	60000 m ³
Tverrslag 1 HRT, Inntak (+455-425)	25	300	7500 m ³
Tverrslag 2 HRT BF Ventil +50	25	150	3750 m ³
Tverrslag 3 HRT PH, 1:10 (+150-140) +50	25	150	3750 m ³
Tverrslag 4 TRT PH, 1:10 (+150-135) +50	25	200	5000 m ³

Tverrslag 5 TRT Utlaup, 1:10 (+200-160)	25	400	10000	m ³
SUM			0,185	M m³

TOTAL UTGRAVD MENGDE			0,300	M m³
-----------------------------	--	--	--------------	------------------------

Kostnadskalkyle - Trollfjord V1.1

Del	Formel	Korreksjon	Dimensjon	Ant.	Kostnad [NOK]
Inntak skjæring*	194392	1	15	1	2915875
Utsprengd Tunnel - Del A	18241	0,98	1480	1	26456928
Utsprengd tillaups svingesjakt/kanal	4020400	1	1	1	4020400
Utsprengd kammer for spjeldventil	317400	1	1	1	317400
Tillaupskonus*	364976	1	9	2	6569563
Stålfora tunnel - Del B*	41000	1	340	2	27880000
Utsprengd maskinsal	5395800	1	1	1	5395800
Utsprengd transformatorrom	1600225	1	1	1	1600225
Utlaupskonus*	241495	1	14	2	6761849
Utsprengd Tunnel – Del D	20205	0,97	850	1	16659288
Utsprengd Utlaups Svingesjakt/rom	819950	1	1	1	819950
Utlaup skjæring*	260731	1	15	1	3910964
Betong (Total)	2500	0,2	30784	1	15392000
Armering	16000	1	369	1	5910528
SUM					124,6 MNOK

Tilkomsttunnel - 60 m ²	26857	1	1500	1	40286100
Tverrtunnelar - 60 m ²	348300	1	17	1	5921100
Tilkomsttunnel - 25 m ²	19158	1	2550	1	48852263
Tverrtunnelar - 25 m ²	158950	1	15	2	4768500
Tverrslagstunnelar - 25 m ²	19158	1	1200	1	22989300
Skjært Tverrslagstunnelar - 25 m ²	158950	1	15	2	4768500
SUM					128 MNOK

TOTAL KOSTNAD					252,2 MNOK
----------------------	--	--	--	--	-------------------

1.2.5 Total produksjon av elektrisitet V1.1 – 1 dag, 4 aggregat

Den samla kraftproduksjonen for ein arbeidsperiode, dvs utnytting av heile arbeidsvolumet, er 2,4 GWt i turbindrift. Det tilsvarande arbeidet for pumpedrifta er 3,0 GWt. Slukeevne, timar og arbeid for ein arbeidsperiode for Trollfjord V1.1 er oppsummert nedanfor.

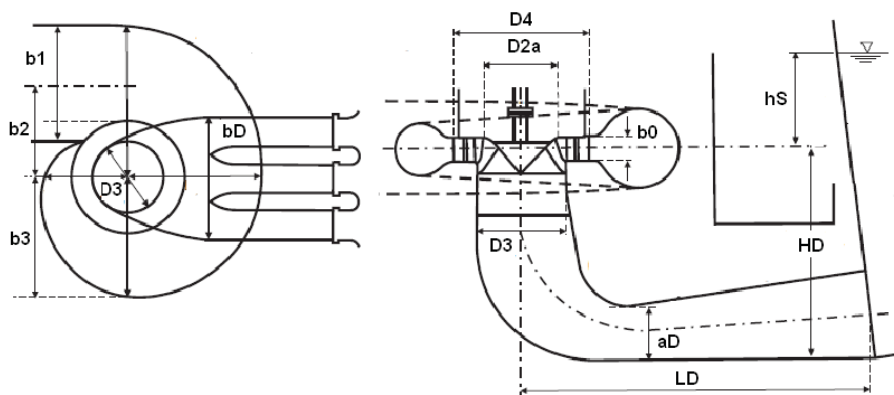
			Turbindrift	Pumpedrift
Netto fallhøgde (inkl. falltap)	h	[m]	265,8-8,2=257,6	265,8+8,2=274
Slukeevne per aggregat	Q	[m ³ /s]	11,4	9,1
Total slukeevne	Q_total	[m ³ /s]	45,4	36,5
Arbeidsmengde for 3,6 M m ³		[t]	22,0	27,4
Elektrisk kraft	Effekt	[MW]	27	-27
Samla arbeid per aggregat	W_unit	[MWt]	595	-740
Samla arbeid totalt	W_total	[MWt]	2 379	-2 960

1.3 V1.2 – 1 dag, 4 aggregat, utvida øvre magasin

1.3.1 Tap i tunnelstemet

		Øvre magasin- svingesjakt	Svingesjakt - bifurkasjon	Bifurkasjon, ventilar	Utlauvs- tunnel	Totalt
Tap	[m]	2,6	1,1	1,5	0,5	5,7

1.3.2 Hoveddimensjoner for kvar del



	Turbin	Spiral	Sugerøyr	Installasjonsdjup
D2a	3340 mm	b0	200 mm	LD
D3	1750 mm	b1	3800 mm	HD
D4	4400 mm	b2	3100 mm	aD
		b3	3400 mm	bD
				11 m
				6,4 m
				1300 m
				2800 m
				hS
				-41,3 m

Notis: Sjølve pumpeturbinen er den same både i aggregat med synkron og asynkron generator.

Dimensjonane til turbinane er mindre sammenligna med alternativet med 2 aggregat. Dette betyr at dei er lettare å handtere, og krev ikkje like tungt utstyr ved installering. Sidan installasjonsdjupet til aggregata er lågare enn for alternativet med 2 aggregat, treng ikkje kraftstasjonen å ligge så lågt i terrenget.

1.3.3 Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
Pumpeturbin	4	Pumpeturbin	115 MW, 428rpm					65	260	316
	4	Diverse						5	20	
	4	Kontrollsystem						9	36	
Generator	2	Synkron Generator	145 MVA, 14kV, 6 kA, $\cos\phi = 0,8$					65	130	300
	2	Asynkron Generator	145 MVA, 14kV, 6 kA, $\cos\phi = 0,85$					85	170	
Transformator	4	Transformator	420/14 kV, 145 MVA					20	80	82,4
	2	Stasjons-transformator	14/10 kV, 8 MVA	4000	3000	4000	25	1,2	2,4	
Aggregat med fast turtal	2	Statisk Magnetisering		2500	1000	2200		5	10	74
	2	Magnetiserings-transformator	1,6 MVA	2000	1000	2000	3,6			
	2	Magnetiserings-transformator Hjelpesystem	0,25 MVA							
	2	Høgspen-brytarar og Bremsar		9000	2000	3000		8	16	
	2	Statisk Frekvens-omformar	12 MW	9000	2500	2700		12	24	
	12	Instrumentering og kontroll	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		8	16	
	12	Elektrisk vern	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		4	8	
Turtalsregulert aggregat	2	Statisk frekvens-omformar	2x15 MW	18000	2500	2700		32	64	104
	2	Høgspen-brytarar og bremsar		9000	2000	3000		8	16	
	12	Instrumentering og kontroll	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		8	16	
	12	Elektrisk vern	6 skap for kvart	800	800	2200		4	8	

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
			aggregat							
Hjelpesystem	4	Instrumentering og kontroll		800	800	2200			8	55,4
	4	Elektrisk vern		800	800	2200			2,4	
		Medium spenning (lav spenning / dc-hjelpesystem)							45	
Stål konstruksjoner	2	Bifurkasjon	D=5000 --> D = 3800				66	5,3	10,6	180,6
	4	Kuleventil	DN3800					35	140	
	2	Spjeldventil	DN5000					15	30	
										1'112

1.3.4 Mengder og kostnader, bygningstekniske arbeid

UTGRAVINGAR (Fjellrom & hydrauliske tunneler)

	Volum
Inntak/Utlap Botnvatnet	24000 m ³
Tunnel Del A	99054 m ³
Tunnel Del B x2	11930 m ³
Tunnel Del C x2	1347 m ³
Tunnel Del D x2	5131 m ³
Tunnel Del E	74915 m ³
Utlap/Inntak Trollfjordvatnet	20790 m ³
Tillaups svingesjakt	31000 m ³
2x Kammer for spjeldventil	900 m ³
Utlaps svingesjakt	7200 m ³
Kraftstasjon (80x22x35)	61600 m ³
Sjakt for samleskinne (55x3x3) x2	990 m ³
Transformatorrom (55x11x10)	4400 m ³
Kabelsjakt (110x2x3)	600 m ³
SUM	0,344 M m³

UTGRAVINGAR (Tilkomst & tverrslog)

	Areal	Lengde	Volum
Skjæring PH/Trafo Tunnel	70		1500 m ³
Tilkomst Trafo 1:10 (vre magasintunnel)	70	1000	70000 m ³
Tilkomst PH 1:10 (vre magasintunnel)	70	500	35000 m ³
Tilkomst BF Ventil (vre magasintunnel)			
+50	25	150	3750 m ³

Tilkomst øvre magasin	25	2400	60000	m ³
Tverrslag 1 HRT, Inntak (+490-400)	25	900	22500	m ³
Tverrslag 2 HRT BF Ventil (+140-130) +50	25	150	3750	m ³
Tverrslag 3 HRT PH, 1:10 (+135-125) +50	25	150	3750	m ³
Tverrslag 4 TRT PH, 1:10 (+135-115) +50	25	250	6250	m ³
Tverrslag 5 TRT Utlaup, 1:10 (+200-150)	25	500	12500	m ³
SUM			0,219	M m³

TOTAL UTGRAVD MENGDE			0,563	M m³
-----------------------------	--	--	--------------	------------------------

Kostnadskalkyle - Trollfjord V1.2

Del	Formel	Korreksjon	Dimensjon	Ant.	Kostnad [NOK]
Inntak skjæring*	536878	1	15	1	8053164
Utsprengd Tunnel - Del A	28382	0,98	1480	1	41164623
Utsprengd tillauks svingesjakt/kanal	8199500	1	1	1	8199500
Utsprengd kammer for spjeldventil	238050	1	1	1	238050
Tillaupskonus*	545763	1	9	2	9823736
Stålfora tunnel - Del B*	41000	1	345	2	28290000
Utsprengd maskinsal	16293200	1	1	1	16293200
Utsprengd transformatorrom	1163800	1	1	1	1163800
Utlaupskonus*	368548	1	14	2	10319337
Utsprengd Tunnel – Del D	36234	0,97	830	1	29172101
Utsprengd Utlaups Svingesjakt/rom	1904400	1	1	1	1904400
Utlaup skjæring*	802092	1	15	1	12031384
Betong (Total)	2500	0,2	107290	1	53645000
Armering	16000	1	1287	1	20599680
DAM – Fyllingsdam	900000	1	275	1	247500000
SUM					488,4 MNOK

Tilkomsttunnel - 70 m ²	29057	1	1500	1	43585950
Tverrtunnelar - 70 m ²	402400	1	18	1	7243200
Tilkomsttunnel - 25 m ²	19158	1	2550	1	48852263
Tverrtunnelar - 25 m ²	158950	1	15	2	4768500
Tverrslagstunnelar - 25 m ²	19158	1	1950	1	37357613
Skjært Tverrslagstunnelar - 25 m ²	158950	1	15	2	4768500
SUM					147 MNOK

TOTAL KOSTNAD					635,0 MNOK
----------------------	--	--	--	--	-------------------

1.3.5 Total produksjon av elektrisitet V1.2 – 1 dag, 4 aggregat

Den samla kraftproduksjonen for ein arbeidsperiode, dvs utnytting av heile arbeidsvolumet, er 10,2 GWt i turbindrift. Det tilsvarende arbeidet for pumpedrifta er 12,7 GWt. Slukeevne, timar og arbeid for ein arbeidsperiode for Trollfjord V1.2 er oppsummert nedanfor.

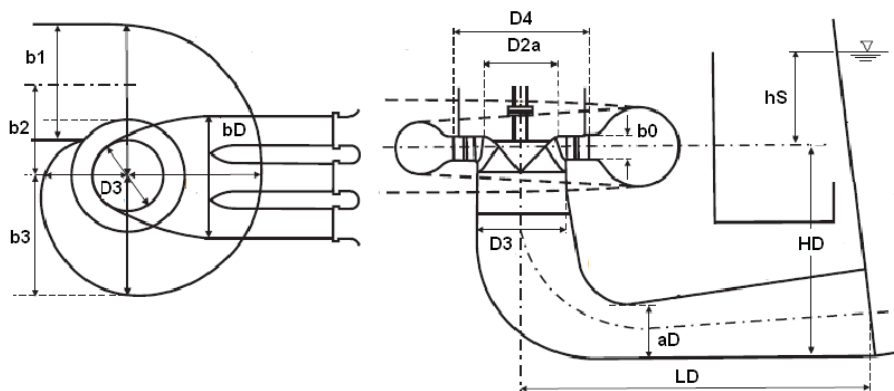
			Turbindrift	Pumpedrift
Netto fallhøgde (inkl. falltap)	h	[m]	285,8-5,7=280,1	285,8+5,7=291,5
Slukeevne per aggregat	Q	[m ³ /s]	41,7	31,9
Total slukeevne	Q_total	[m ³ /s]	166,8	127,8
Arbeidsmengde for 13,3 M m ³		[h]	22,2	28,9
Elektrisk kraft	P_el	[MW]	115	-110
Samla arbeid per aggregat	W_unit	[MWh]	2547	-3180
Samla arbeid totalt	W_total	[MWh]	10190	-12721

1.4 V2 – 3 dagar

1.4.1 Tap i tunnelsystemet

		Øvre magasin-svingesjakt	Svingesjakt - MIV	MIV, Sugerøyr	Utlauptunnel	Totalt
Tap	[m]	0,7	0,5	1,1	0,3	2,6

1.4.2 Hoveddimensjonar for kvar del



	Turbin		Spiral		Sugerøyr		Installasjonsdjup
D2a	1840 mm	b0	100 mm	LD	5,2 m	hS	-19,5 m
D3	840 mm	b1	840 mm	HD	3,2 m		
D4	2400 mm	b2	1600 mm	aD	700 m		
		b3	1800 mm	bD	2400 m		

Dimensjonane til turbinane er mindre samanlikna med dei andre alternativa. Dette betyr at dei er lettare å handtere, og krev ikkje like tungt utstyr ved installering. Installasjonsdjupet til kraftstasjonen blir også relativt lågt.

1.4.3 Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
Pumpeturbin	2	Pumpeturbin	18 MW, 750rpm					17,5	35	53
	2	Diverse						4	8	
	2	Kontrollsystem						5	10	
Generator	0	Synkron Generator						-	-	42
	2	Asynkron Generator	25 MVA, 6 kV, cosφ = 0,85					21	42	
Transformator	2	Transformator	132/6 kV, 25 MVA	6000	3000	5000	50	6	12	12,6
	2	Stasjonstransformator	Stasjonsforsyning a har samme spenning som aggregatet : 6/0,4 kV: 0,8 MVA	1600	900	1500	2,5	0,3	0,6	
Turtalsregulert aggregat	2	Statisk frekvensomformar	2x4 MW	8000	1500	2700	8	16	32	61
	2	Høgspenbrytarar og bremsar		6500	1500	2500		2,5	5	
	12	Instrumentering og kontroll	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		8	16	
	12	Elektrisk vern	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		4	8	
Hjelpesystem	4	Instrumentering og kontroll		800	800	2200			8	30,4
	4	Elektrisk vern		800	800	2200			2,4	
		Medium spenning (lav spenning / dc-hjelpesystem)							20	
Stålkonstruksjonar	1	Bifurkasjon	D=3500 --> D = 2500				18	1,6	1,6	18,1
	2	Kuleventil	DN900					5	10	

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/ eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
	1	Spjeldventil	DN3500					6,5	6,5	
										217,1

1.4.4 Mengder og kostnader, bygningstekniske arbeid

UTGRAVINGAR (Fjellrom & hydrauliske tunneler)		Volum
Inntak/Utlaup Botnvatnet		2415 m ³
Tunnel Del A		28571 m ³
Tunnel Del B		2593 m ³
Tunnel Del C		463 m ³
Tunnel Del D		992 m ³
Tunnel Del E		14881 m ³
Inntak/Utlaup Trollfjordvatnet		4165 m ³
Tillaups svingesjakt		7600 m ³
Kammer for spjeldventil		600 m ³
Utlaups svingesjakt		3250 m ³
Kraftstasjon (40x13x16)		8320 m ³
Sjakt for samleskinne (52x3x3)		468 m ³
Transformatorrom (30x10x8)		2400 m ³
Kabelsjakt (110x2x3)		600 m ³
SUM		0,077 M m³

UTGRAVINGAR (Tilkomst & tverrslag)	Areal	Lengde	Volum
Skjæring PH/Trafo Tunnel	60		1400 m ³
Tilkomst Trafo 1:10 (vre magasintunnel)	60	1000	60000 m ³
Tilkomst PH 1:10 (vre magasintunnel)	60	500	30000 m ³
Tilkomst BF Ventil (vre magasintunnel)	25	100	2500 m ³
Tilkomst vre magasin 1:10, (+100-460)	25	2400	60000 m ³
Tverrslag 1 HRT, Inntak (+455-425)	25	300	7500 m ³
Tverrslag 2 HRT BF Ventil	25	100	2500 m ³
Tverrslag 3 HRT PH, 1:10(+150-140)	25	100	2500 m ³
Tverrslag 4 TRT PH, 1:10 (+150-135)	25	150	3750 m ³
Tverrslag 5 TRT Utlaup, 1:10 (+200-160)	25	400	10000 m ³
SUM			0,180 M m³

TOTAL UTGRAVD MENGDE	0,257 M m³
-----------------------------	------------------------------

Kostnads kalkyle - Trollfjord V2

Del	Formel	Korreksjon	Dimensjon	Ant.	Kostnad
-----	--------	------------	-----------	------	---------

						[NOK]
Inntak skjæring*	187021	1	15	1		2805310
Utsprengd Tunnel - Del A	18023	0,98	1440,0	1		25433890
Utsprengd tillaups svingesjakt/kanal	2010200	1	1	1		2010200
Utsprengd kammer for spjeldventil	158700	1	1	1		158700
Tillaupskonus*	358329	1	10	1		3583287
Stålfora tunnel - Del B*	52000	1	330	1		17160000
Utsprengd maskinsal	2200640	1	1	1		2200640
Utsprengd transformatorrom	634800	1	1	1		634800
Utlaupskonus*	265662	1	15	1		3984936
Utsprengd Tunnel – Del D	18023	0,98	800	1		14129939
Utsprengd Utlaups Svingesjakt/rom	859625	1	1	1		859625
Utlaup skjæring*	187021	1	15	1		2805310
Betong (Total)	2500	0,2	15500	1		7750000
Armering	16000	1	186	1		2976000
SUM						86,5 MNOK
Tilkomststunnel - 60 m ²	26857	1	1500	1		40286100
Tverrtunneler - 60 m ²	348300	1	17	1		5921100
Tilkomststunnel - 25 m ²	19158	1	2500	1		47894375
Tverrtunneler - 25 m ²	158950	1	15	2		4768500
Tverrslagstunnel - 25 m ²	19158	1	1050	1		20115638
Skjært Tverrslagstunneler - 25 m ²	158950	1	15	2		4768500
SUM						124 MNOK
TOTAL KOSTNAD						210,2 MNOK

1.4.5 Total produksjon av elektrisitet V2 – 3 dagar

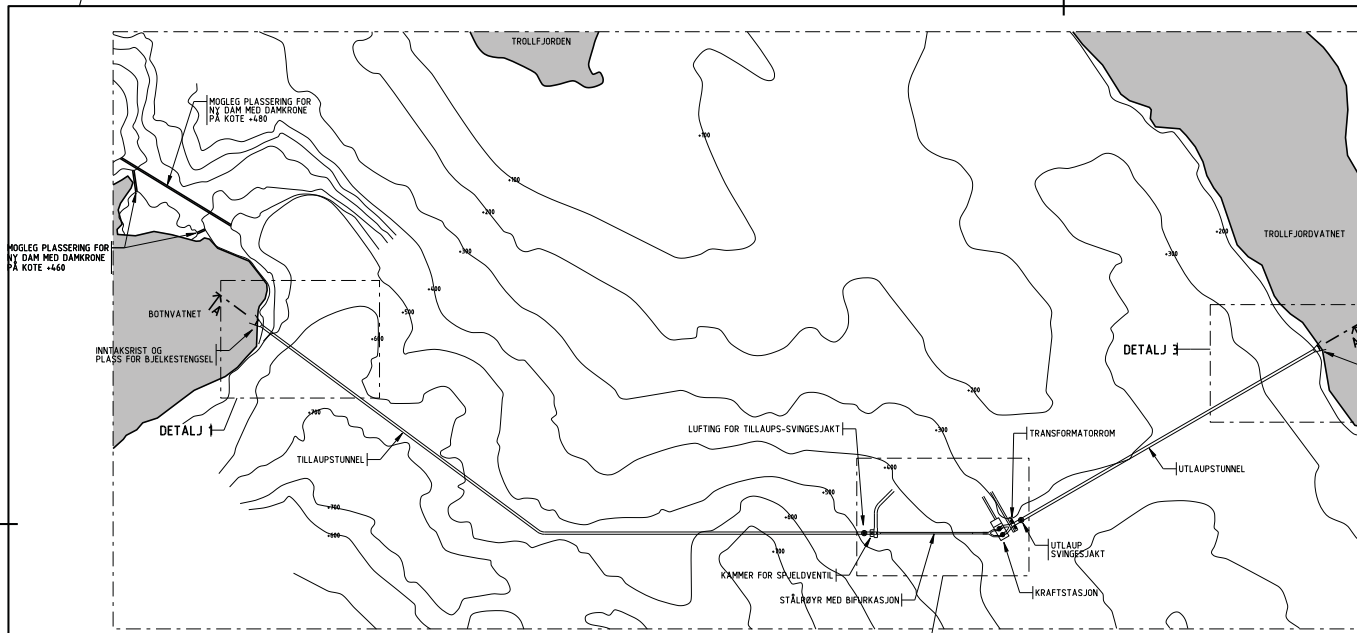
Den samla kraftproduksjonen for ein arbeidsperiode, dvs utnytting av heile arbeidsvolumet, er 2,3 GWt i turbindrift. Det tilsvarende arbeidet for pumpedrifta er 2,9 GWt. Slukeevne, timar og arbeid for ein arbeidsperiode for Trollfjordvatnet V3 er oppsummert nedanfor.

			Turbindrift	Pumpedrift
Netto fallhøgde (inkl. falltap)	h	[m]	265,8-2,6=263,2	265,8+2,6=268,4
Slukeevne per aggregat	Q	[m ³ /s]	7,8	5,9
Total slukeevne	Q_total	[m ³ /s]	15,6	11,9
Arbeidsmengde for 3,6 M m ³		[t]	64,3	84,1
Elektrisk kraft	Effekt	[MW]	18	-17,5
Samla arbeid per aggregat	W_unit	[MWt]	1 157	-1 473
Samla arbeid totalt	W_total	[MWt]	2 315	-2 945

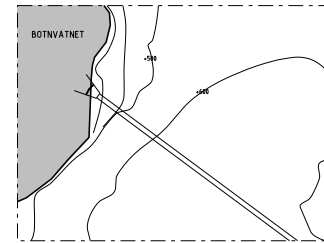
3191400

2 KRAFTSTASJON OVERSIKTSTEIKNINGAR

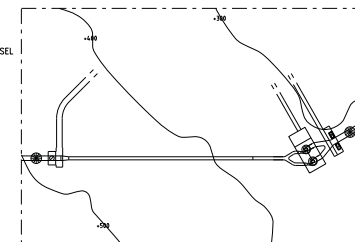
2.1 V1 – 1 dag



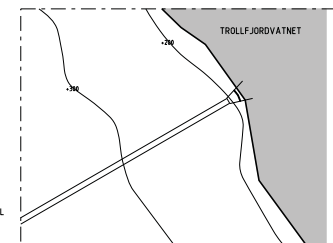
PLAN
- 1:400 -



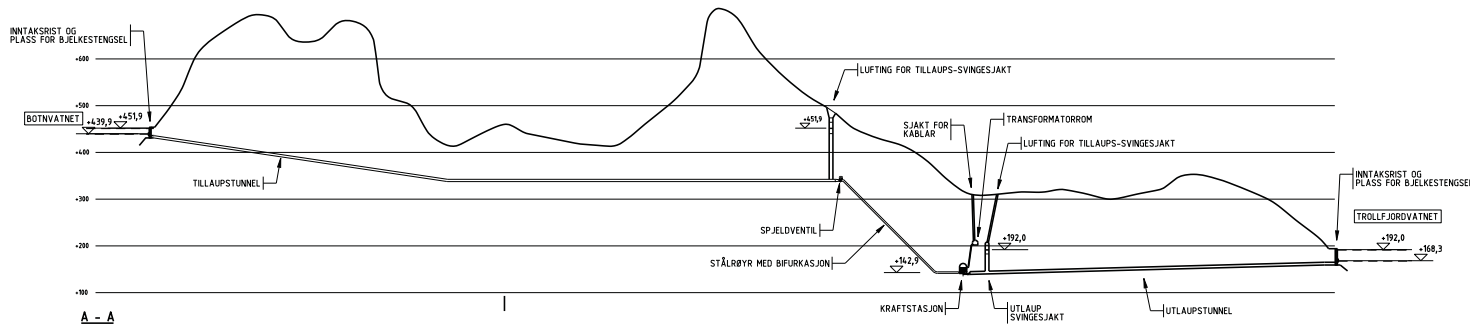
DETALJ 1
- 1:200 -



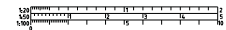
DETALJ 2
- 1:200 -



DETALJ 3
- 1:200 -



A - A
- 1:400 -



UTKAST 2011-03-10

PROSJEKT

VATTENFALL POWER CONSULTANT AB

P.O. Box 660, S-771 89 LEONIA, SWEDEN, Phone +46 8-709 89 00

ANS. NO.	UTGITT AV	UTGITT AV
---	J. TUOHIMÄKI	---
---	08.08.10-010	---

TROLLE JORD PUMPEKRAFTVERK
VERSJON 1, 24 T, 2 AGGREGAT

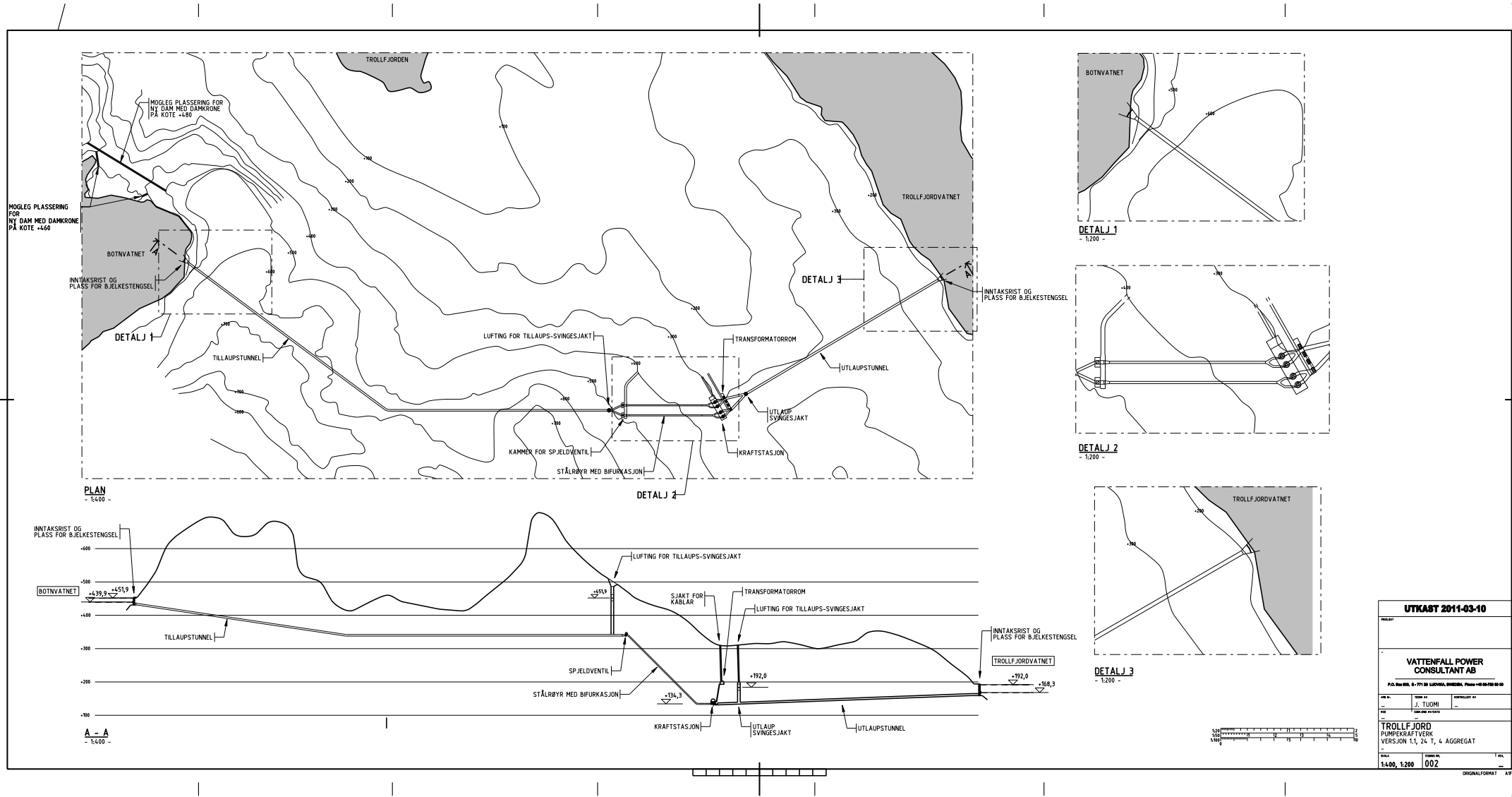
SKALA: 1:400, 1:200, 001

ORIGINALFORMAT: A3

3191400



2.2 V1.1 – 1 dag, 4 aggregat



UTKAST 2011-03-10

VATTENFALL POWER CONSULTANT AB
 P.O. Box 608, S-771 28 LUDVIGA, SWEDEN. Phone +46 80-750 60 00

PROJ. NO. 2 TUOMI
 DATE 2011-03-10

TROLLFJORD
 PUMPKRAFTVERK
 VERSJON 1.1, 24 T, 4. AGGREGAT

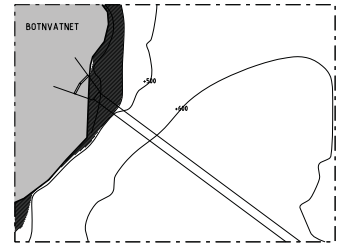
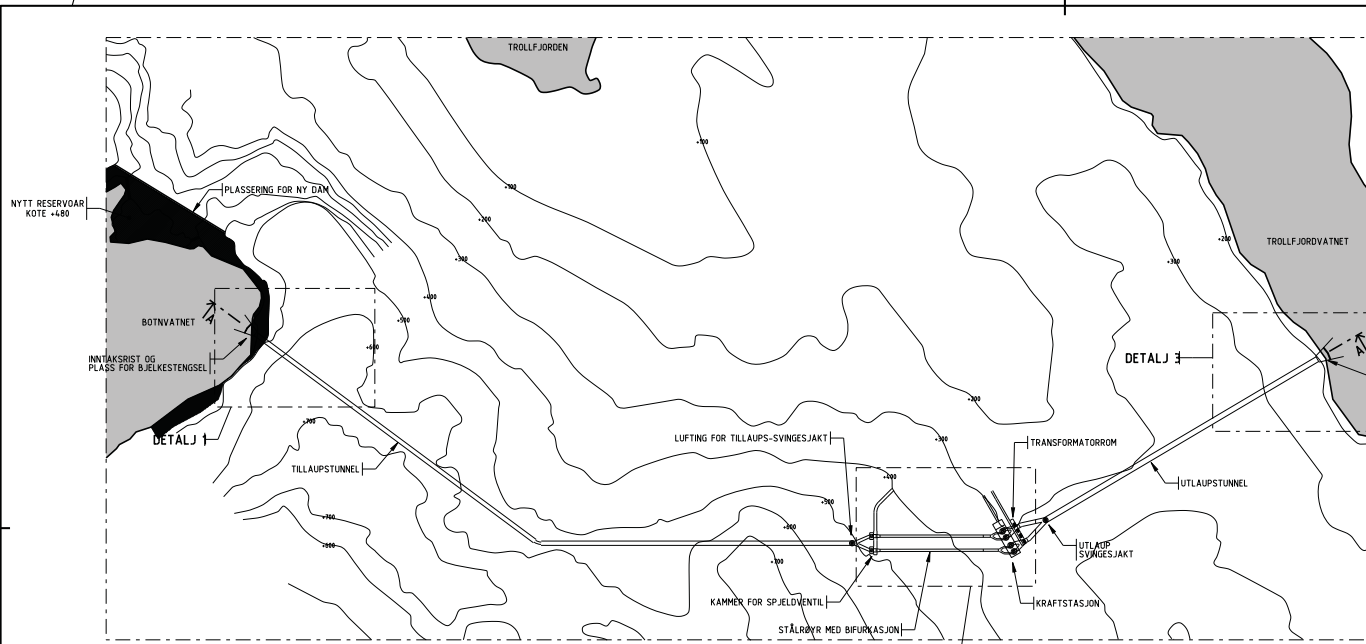
SKALA 1:400, 1:200, 002

ORIGINALFORMAT A1

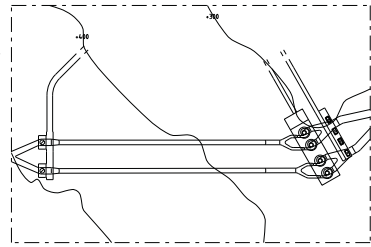
3191400



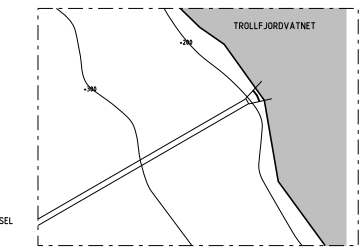
2.3 V1.2 – 1 dag, 4 aggregat, utvida øvre magasin.



DETALJ 1
- 1:200 -



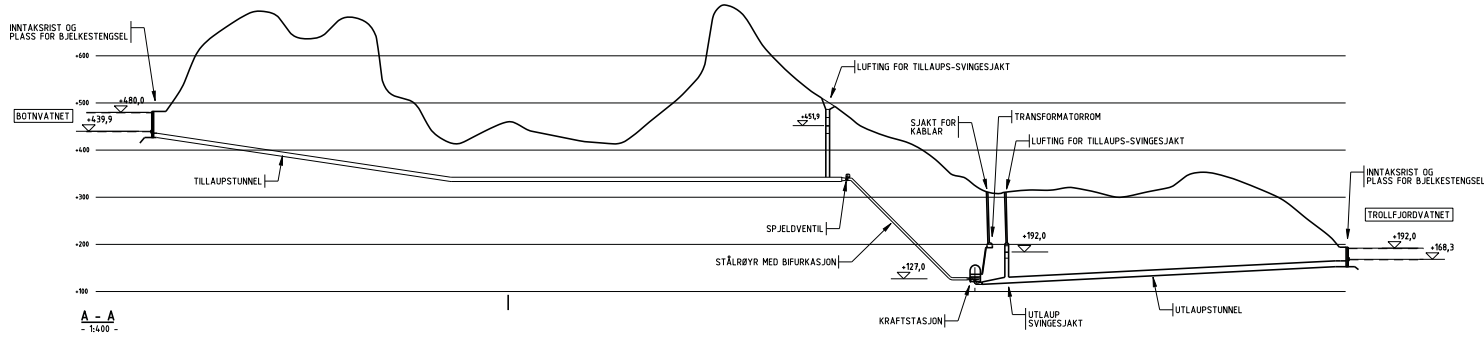
DETALJ 2
- 1:200 -



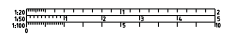
DETALJ 3
- 1:200 -

PLAN
- 1:400 -

DETALJ 2



A - A
- 1:400 -



UTKAST 2011-03-10

PROJEKT

VATTENFALL POWER CONSULTANT AB

P.O. Box 100, S-771 08 LUDVIG, SWEDEN, Phone +46 8720 00 00

ANS. NO.	TEKNOLOGI	INTEGRERET AV
---	J. TUOMI	---
---	---	---

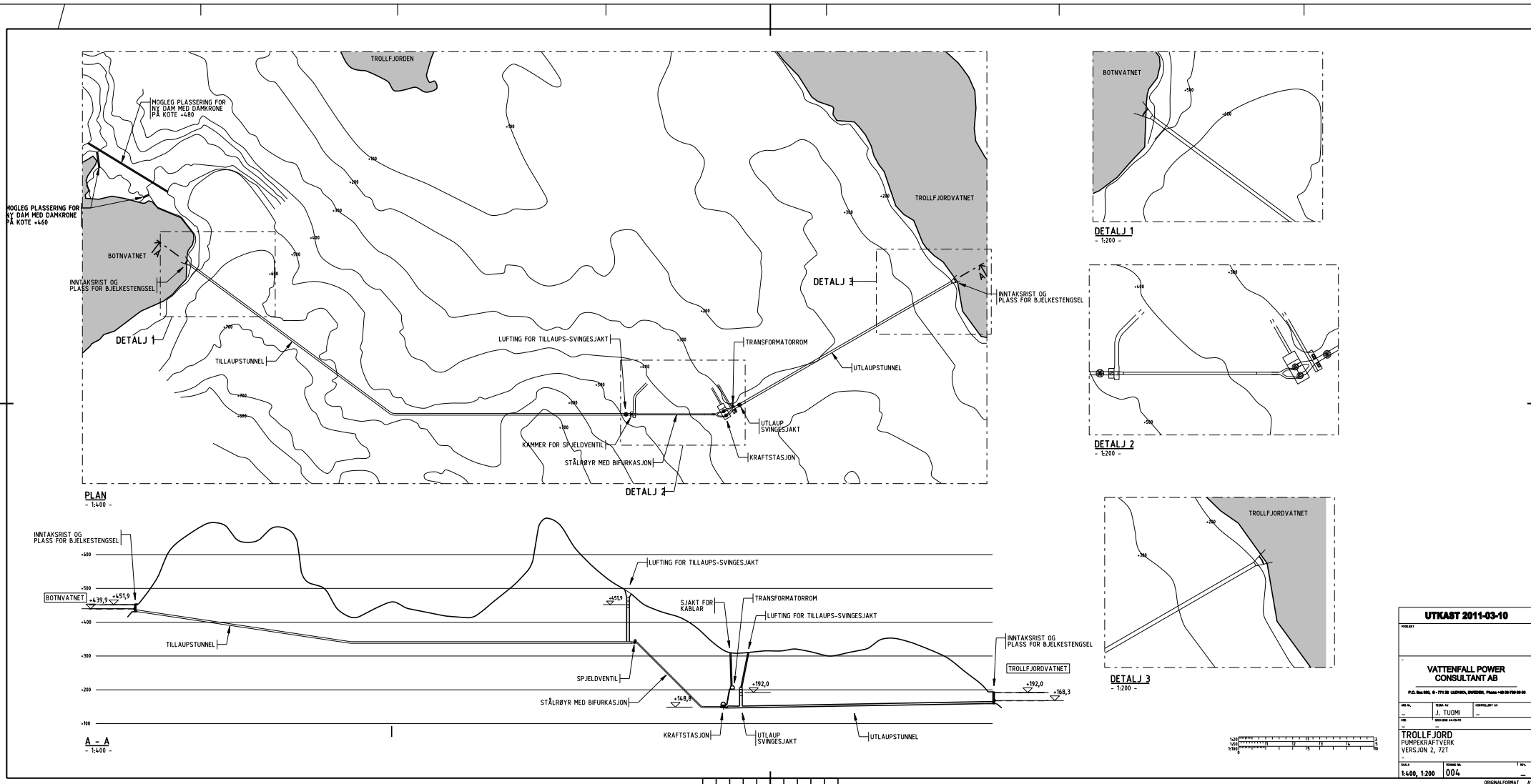
TROLLFJORD PUMPKRAFTVERK
VERSJON 1.2, 24 T, 4 AGGREGAT

SKALA: 1:400, 1:200, 003

ORIGINALFORMAT: A1

3191400

2.4 V2 – 3 dagar



UTKAST 2011-03-10

VATTENFALL POWER CONSULTANT AB
 P.O. Box 90, S-771 26 LUDVIGA, SWEDEN. Phone: +46 80 709 80 80

PROJ.:	NOVA	REVIS.:	
DRA.:	J. TUOMI	CONTROLL.:	
BYG.:		BYG.:	

TROLLFJORD PUMPEKRAFTVERK
 VERSJON 2, 727

SKALA:	NOVA	BYG. NO.	
1:400, 1:200	004		

ORIGINALFORMAT: A1

Vedlegg 4, Blåfalli

Designdata og oversiktsteikningar

mai 2011

INNHALD

1	DESIGNDATA FOR BL FALLI	3
1.1	V1 – 1 dag	3
1.1.1	Tap i tunnelsystemet.....	3
1.1.2	Hoveddimensjonar for kvar del.....	3
1.1.3	Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr	4
1.1.4	Mengder og kostnadar, bygningstekniske arbeid	5
1.1.5	Total produksjon av elektrisitet V1 – 1 dag.....	6
1.2	V2 – 3 dagar, 2 aggregat.....	7
1.2.1	Falltap i tunnelsystemet.....	7
1.2.2	Hoveddimensjonar for kvar del.....	7
1.2.3	Design data og kostnad elektromekanisk utstyr	7
1.2.4	Mengder og kostnadar, bygningstekniske arbeid	9
1.2.5	Total produksjon av elektrisitet V2 – 3 dagar, 2 aggregat	10
1.3	V3 – 60 dagar, 1 aggregat.....	11
1.3.1	Tap i tunnelsystemet.....	11
1.3.2	Hoveddimensjonar for kvar del.....	11
1.3.3	Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr	11
1.3.4	Mengder og kostnadar, bygningstekniske arbeid	13
1.3.5	Total produksjon av elektrisitet V3 – 60 dagar, 1 aggregat	14
2	KRAFTSTASJON OVERSIKTSTEIKNINGAR	15
2.1	V1 – 1 dag	15
2.2	V2 – 3 dagar, 2 aggregat.....	16
2.3	V3 – 60 dagar, 1 aggregat.....	17

1 DESIGNDATA FOR BLÅFALLI

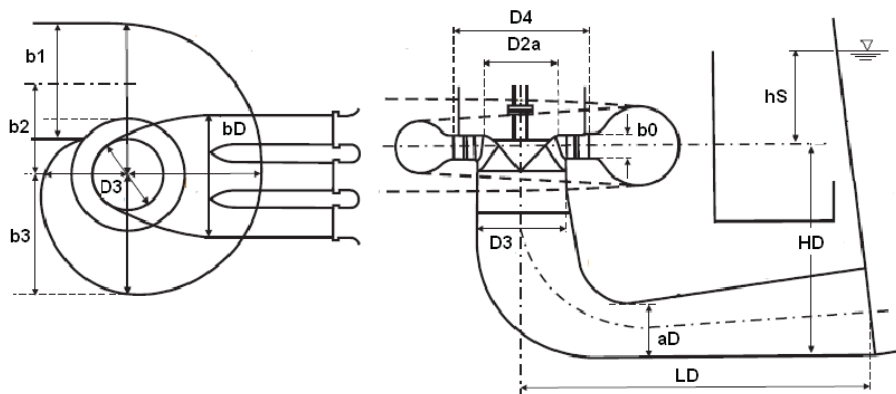
1.1 V1 – 1 dag

Oversiktsteikningar, beregningar og tekniske data er ikkje inkludert i kapittel 7.

1.1.1 Tap i tunnelsystemet

		Øvre magasin- svingesjakt	svingesjakt - bifurkasjon	Bifurkasjon, ventilar	Utlauvs- tunnel	Totalt
Tap	[m]	0,4	0,4	0,6	0,1	1,5

1.1.2 Hoveddimensjonar for kvar del



	Turbin	Spiral	Sugerøyr	Installasjonsdybde
D2a	5270 mm	b0	850 mm	LD
D3	4450 mm	b1	4450 mm	HD
D4	7100 mm	b2	5700 mm	aD
		b3	6450 mm	bD
				10900 m

1.1.3 Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
Pumpeturbin	4	Pumpeturbin	250 MW, 215rpm					106	424	560
	4	Diverse						23	92	
	4	Kontrollsystem						11	44	
Generator	0	Synkron generator								728
	4	Asynkron generator	320 MVA, 18kV, cosφ = 0,85					182	728	
Transformator	4	Transformator	420/18 kV, 320 MVA	12000	4000	7000	320	32	128	131,2
	2	Stasjons-transformator	18/10 kV, 8 MVA	4000	3000	4000	20	1,6	3,2	
Turtalsregulert aggregat	4	Statisk frekvens-omformar	2x45 MW	10000	2500	2700		80	320	432
	4	Høgspen- brytarar og bremsar	effektbrytar skillebrytar bremsebrytar kontrollskap	3500 2000 3900 1600	4000 1900 2200 600	2600 2500 2300 2200		20	80	
	24	Instrumentering og kontroll	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		8	32	
	24	Elektrisk vern	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		4	16	
Hjelpesystemer	4	Instrumentering og kontroll		800	800	2200			8	60,4
	4	Elektrisk vern		800	800	2200			2,4	
		Medium spenning (lav spenning / dc-hjelpesystem)							50	
Stål – konstr.	0	Bifurkasjon								140
	4	Kuleventil	DN4500					35	140	

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
	0	Spjeldventil								
										2'05 2

1.1.4 Mengder og kostnader, bygningstekniske arbeid

UTGRAVINGAR (Fjellrom & hydrauliske tunneler)		Volum
4xInntak/Utlaup Midtbotnavatnet		17248 m ³
4xTunnel Del A		254428 m ³
4xTunnel Del B		5225 m ³
4xTunnel Del d		114294 m ³
4xUtlaup/Inntak Blådalsvatnet		27300 m ³
4xRom for tillaupsgate og sjakt		27600 m ³
4xRom for utlaupsgate og sjakt		26400 m ³
Kraftstasjon (210x35x45)		330750 m ³
4xSjakt for samleskinne/kablar (170x3x3)		6120 m ³
Transformatorrom over bakken		0 m ³
Kabelsjakt over bakken		0 m ³
SUM		0,809 M m³

UTGRAVINGAR (Tilkomst & tverrslag)		Areal	Lengde	Volum
Tilkomst HRT gate 1:10 (+785-775)				
+120	25	220	5500 m ³	
Skjæring HRT tunnelgate	25		350 m ³	
Tilkomst PH 1:10, (+720-590)	70	1300	91000 m ³	
Skjæring PH tunnel	70		1500 m ³	
Tilkomst TRT gate 1:10 (+720-665)				
+120	25	670	16750 m ³	
Skjæring TRT tunnelgate	25		350 m ³	
Tverrslag PH-HRT 1:10 (+590-570)				
+120	25	320	8000 m ³	
Tverrslag PH-TRT 1:10 (+590-560)				
+120	25	420	10500 m ³	
SUM			0,134 M m³	

TOTAL UTGRAVD MENGDE	0,943 M m³
-----------------------------	------------------------------

Kostnadskalkyle - Blåfalli V1

Del	Formel	Korreksjon	Dimensjon	Ant.	Kostnad [NOK]
Inntak skjæring*	561379	1	20	4	44910291
Utsprengd Tunnel - Del A	35522	0,97	640	4	88208086
Betongforing - Del A*	45946	1	640	4	117621229
Armering - Del A*	16000	1	706	4	45166552
Tillaupskonus*	522635	1	15	4	31358122
Stålfora tunnel - Del B*	115000	1	40	4	18400000
Utsprengd rom for Kraftstasjon	87483375	1	1	1	87483375
Utlaupskonus*	172263	1	20	4	13781020
Utsprengd Tunnel - Del D	45087	0,97	200	4	34987835
Betongforing - Del D*	54978	1	200	4	43982297
Armering - Del D*	16000	1	221	4	14114547
Utlaup skjæring*	796613	1	20	4	63729044
Tillaups sjaktgate	7300200	1	1	1	7300200
Utlaups sjaktgate	6982800	1	1	1	6982800
Betong (Total excl tunnel foring)	2500	0,2	429298	1	214649000
Armering	16000	1	5152	1	82425216
SUM					915,1 MNOK
Tilkomst tunnel - 70 m ²	29057	1	1300	1	37774490
Tverrtunnelar - 70 m ²	402400	1	18	1	7243200
Tilkomst tunnel - 25 m ²	19158	1	890	1	17050398
Tverrtunnelar - 25 m ²	158950	1	15	2	4768500
Tverrslagstunnelar	19158	1	740	1	14176735
Skjært Tverrslagstunnelar - 25 m ²	0	0	0	0	0
SUM					81 MNOK
TOTAL KOSTNAD					996,1 MNOK

1.1.5 Total produksjon av elektrisitet V1 – 1 dag

Den samla kraftproduksjonen for ein arbeidsperiode, dvs utnytting av heile arbeidsvolumet, er 22,6 GWt i turbindrif. Det tilsvarende arbeidet for pumpedrif er 27,1 GWt. Slukeevne, timar og arbeid for ein arbeidsperiode for Blåfalli V1 er oppsummert nedanfor.

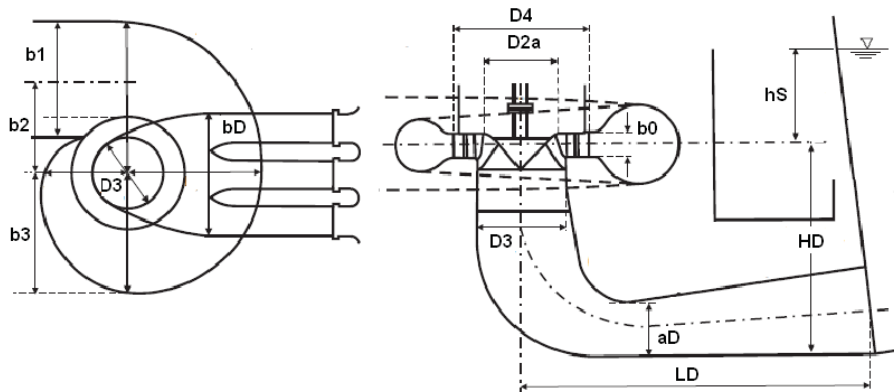
			Turbindrif	Pumpedrift
Netto fallhøgde (inkl. falltap)	h	[m]	120-1,5=118,5	120+1,5=121,5
Slukeevne per aggregat	Q	[m ³ /s]	217	188,3
Total slukeevne	Q_total	[m ³ /s]	868	753
Arbeidsmengde for 73,5 M m ³		[t]	23,5	27,1
Elektrisk kraft	Effekt	[MW]	240	-250
Samla arbeid per aggregat	W_unit	[MWt]	5 645	-6 778
Samla arbeid totalt	W_total	[MWt]	22 581	-27 114

1.2 V2 – 3 dagar, 2 aggregat

1.2.1 Falltap i tunnelsystemet

Tap	[m]	Øvre magasin-svingesjakt	Svingesjakt - bifurkasjon	Bifurkasjon, ventilar	Utlauptunnel	Totalt
		0,5	0,3	0,6	0,1	1,3

1.2.2 Hoveddimensjonar for kvar del



	Turbin	Spiral	Sugerøyr	Installasjonsdybde
D2a	4300 mm	b0	680 mm	LD
D3	3700 mm	b1	3700 mm	HD
D4	5770 mm	b2	4660 mm	aD
		b3	5250 mm	bD
				8900 m

1.2.3 Design data og kostnad elektromekanisk utstyr

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
Pumpeturbin	2	Pumpeturbin	170MW, 214,3rpm					90	180	232
	2	Diverse						16	32	
	2	Kontrollsystem						10	20	

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
Generator	0	Synkron Generator						-	-	286
	2	Asynkron Generator	220 MVA, 16kV, cosφ = 0,85					143	286	
Transformator	2	Transformator	420/16 kV, 220 MVA	11000	4000	7000	300	28	56	58,4
	2	Stasjons-transformator	16/10 kV, 8 MVA	4000	3000	4000	25	1,2	2,4	
Turtalsregulert aggregat	2	Statisk Frekvens-omformer	2x30 MW	20000	2500	2700		56	112	176
	2	Høgspen- brytarar og Bremsar	effektbrytar skillebrytar bremsebrytar kontrollskap	3500 2000 3900 1600	4000 1900 2200 600	2600 2500 2300 2200		20	40	
	12	Instrumentering og kontroll	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		8	16	
	12	Elektrisk vern	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		4	8	
Hjelpesystemer	4	Instrumentering og kontroll		800	800	2200			8	50,4
	4	Elektrisk vern		800	800	2200			2,4	
		Medium spenning (lav spenning / dc-hjelpesystem)							40	
Stål-konstruksjonar	0	Bifurkasjon								56
	2	Kuleventil	DN3700					28	56	
	0	Spjeldventil								
										859

1.2.4 Mengder og kostnader, bygningstekniske arbeid

UTGRAVINGAR (Fjellrom & hydrauliske tunnelar)	Volum
2x Inntak/Utløp Midtbotnavatnet	5460 m ³
2x Tunnel Del A	84809 m ³
2x Tunnel Del B	2438 m ³
2x Tunnel Del C	38098 m ³
2x Utløp/Inntak Blådalsvatnet	7854 m ³
2xRom for tillaupsgate og sjakt	10000 m ³
2xRom for utløpsgate og sjakt	9800 m ³
Kraftstasjon (70x28x40)	78400 m ³
2x Sjakt for samleskinne/kabel (174x3x3)	3132 m ³
Transformatorrom over bakken	0 m ³
Kabelsjakt over bakken	0 m ³
SUM	0,240 M m³

UTGRAVINGAR (Tilkomst & tverrslag)	Areal	Lengde	Volum
Tilkomst HRT gate 1:10 (+785-775) +50	25	150	3750 m ³
Skjæring HRT tunnelgate	25		350 m ³
Tilkomst PH 1:10, (+720-590)	70	1300	91000 m ³
Skjæring PH Tunnel	70		1500 m ³
Tilkomst TRT gate 1:10 (+720-665) +60	25	600	15000 m ³
Skjæring TRT tunnelgate	25		350 m ³
Tverrslag PH-HRT 1:10 (+590-570) +50	25	250	6250 m ³
Tverrslag PH-TRT 1:10 (+590-560) +60	25	360	9000 m ³
SUM			0,127 M m³

TOTAL UTGRAVD MENGDE	0,367 M m³
-----------------------------	------------------------------

Kostnadskalkyle - Blåfalli V2

Del	Formel	Korreksjon	Dimensjon	Ant.	Kostnad [NOK]
Inntak skjæring*	382152	1	18	2	13757487
Utsprengd Tunnel - Del A	28234	0,97	640	2	35055286
Betongforing - Del A*	38092	1	640	2	48757518
Armering - Del A*	16000	1	585	2	18722887
Tillaupskonus*	544930	1	13	2	14168174
Stålfora tunnel - Del B*	105000	1	40	2	8400000
Utsprengd rom for Kraftstasjon	20736800	1	1	1	20736800
Utløpskonus*	366417	1	18	2	13191019
Utsprengd Tunnel - Del D	34611	0,97	200	2	13429046
Betongforing - Del D*	45160	1	200	2	18064158
Armering - Del D*	16000	1	217	2	6936637
Utløp skjæring*	538975	1	18	2	19403113
Tillaups sjaktgate	2645000	1	1	1	2645000
Utløps sjaktgate	2592100	1	1	1	2592100
Betong (Total excl tunnelforing)	2500	0,2	111514	1	55757000
Armering	16000	1	1338	1	21410688

SUM						313 MNOK
Tilkomsttunnel - 70 m ²	29057	1	1300	1	37774490	
Tverrtunnelar - 70 m ²	402400	1	18	1	7243200	
Tilkomsttunnel - 25 m ²	19158	1	750	1	14368313	
Tverrtunnelar - 25 m ²	158950	1	15	2	4768500	
Tverrslagstunnelar	19158	1	610	1	11686228	
Skjært Tverrslagstunnelar - 25 m ²	0	0	0	0	0	
SUM						76 MNOK
TOTAL KOSTNAD						388,9 MNOK

1.2.5 Total produksjon av elektrisitet V2 – 3 dagar, 2 aggregat

Den samla kraftproduksjonen for ein arbeidsperiode, dvs utnytting av heile arbeidsvolumet, er 21,8 GWt i turbindrift. Det tilsvarende arbeidet for pumpedrifta er 27,5 GWt. Slukeevne, timar og arbeid for ein arbeidsperiode for Blåfalli V2 er oppsummert nedanfor.

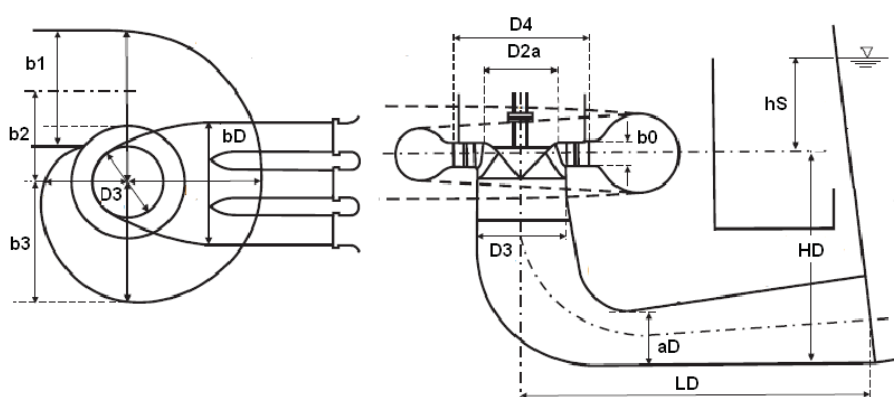
			Turbindrift	Pumpedrift
Netto fallhøgde (inkl. falltap)	h	[m]	120-1,3=118,7	120+1,3=121,3
Slukeevne per aggregat	Q	[m ³ /s]	159,5	133,7
Total slukeevne	Q_total	[m ³ /s]	319	267,5
Arbeidsmengde for 73,5 M m ³		[t]	64,0	76,3
Elektrisk kraft	Effekt	[MW]	170	-180
Samla arbeid per aggregat	W_unit	[MWt]	10 880	-13 738
Samla arbeid totalt	W_total	[MWt]	21 761	-27 477

1.3 V3 – 60 dagar, 1 aggregat

1.3.1 Tap i tunnelsystemet

Tap	[m]	Øvre magasin-svingesjakt	Svingesjakt - MIV	MIV, Sugerøyr	Utlauptunnel	Totalt
		0,4	0,4	0,6	0,2	1,6

1.3.2 Hoveddimensjonar for kvar del



	Turbin	Spiral	Sugerøyr	Installasjonsdybde
D2a	1250 mm	b0	200 mm	LD
D3	1170 mm	b1	1200 mm	HD
D4	2100 mm	b2	1600 mm	aD
		b3	1800 mm	bD
				800 m
				7,3 m
				4,1 m
				1900 m
				-37 m

Dimensjonane til turbinane er mindre sammenligna med alternativet med 2 aggregat. Dette betyr at dei er lettare å handtere, og krev ikkje like tungt utstyr ved installering. Sidan installasjonsdjupet til aggregata er lågare enn for alternativet med 2 aggregat, treng ikkje kraftstasjonen å ligge så lågt i terrenget.

1.3.3 Designdata og kostnad elektromekanisk utstyr

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høgde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
Pumpe-turbin	1	Pumpe-turbin	18MW, 600rpm					20	20	27,2
	1	Diverse						3,4	3,4	

	Nr.	Komponent	Tekn. data / kommentar	Lengde	Bredde	Høyde	Tyngde	Pris/eining	Total pris	
				[mm]	[mm]	[mm]	[t]	[M NOK]	[M NOK]	[M NOK]
	1	Kontrollsystem						5,3	5,3	
Generator	0	Synkron Generator						-	-	23
	1	Asynkron Generator	25 MVA, 6 kV, 2,5 kA, cos ϕ 0,8					23	23	
Transformator	1	Transformator	132/6 kV, 25 MVA	6000	3000	5000	50	6	6	6,3
	1	Stasjons-transformator	Stasjonsforsyninga har samme spenning som aggregatet: 6/0,4 kV, 0,63 MVA	1600	900	1500	2	0,3	0,3	
Turtalsregulert aggregat	1	Statisk Frekvens-omformar	2x4 MW	4000	1500	2700	4	16	16	30,5
	1	Høgspenbrytarar og Bremsar		6500	1500	2500		2,5	2,5	
	6	Instrumentering og kontroll	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		8	8	
	6	Elektrisk vern	6 skap for kvart aggregat	800	800	2200		4	4	
Hjelpesystem	4	Instrumentering og kontroll		800	800	2200			8	20,4
	4	Elektrisk vern		800	800	2200			2,4	
		Medium spenning (lav spenning / dc-hjelpesystem)							10	
Stål-konstruksjonar	0	Bifurkasjon								5
	1	Kuleventil	DN1200					5	5	
	0	Spjeldventil								
										112,4

1.3.4 Mengder og kostnader, bygningstekniske arbeid

UTGRAVINGAR (Fjellrom & hydrauliske tunnelar)	Volum
Inntak/Utlaup Midtbotnavatnet	900 m ³
Tunnel Del A	13410 m ³
Tunnel Del B	152 m ³
Tunnel Del D	4267 m ³
Utlaup/Inntak Blådalsvatnet	1152 m ³
Rom for tillaupsgate og sjakt	3300 m ³
Rom for utlaupsgate og sjakt	3100 m ³
Kraftstasjon (22x13x17)	4862 m ³
Sjakt for samleskinne/kabel (185x3x2)	1110 m ³
Transformatorrom over bakken	0 m ³
Kabelsjakt over bakken	0 m ³
	M
SUM	0,032 m³

UTGRAVINGAR (Tilkomst & tverrslag)	Areal	Lengde	Volum
Tilkomst HRT gate 1:10 (+785-775)	25	100	2500 m ³
Skjæring HRT tunnelgate	25		350 m ³
Tilkomst PH 1:10, (+720-580)	60	1400	84000 m ³
Skjæring PH tunnel	60		1500 m ³
Tilkomst TRT gate 1:10 (+720-665)	25	550	13750 m ³
Skjæring TRT tunnelgate	25		350 m ³
Tverrslag PH-HRT 1:10 (+580-570)	25	100	2500 m ³
Tverrslag PH-TRT 1:10 (+580-570)	25	100	2500 m ³
SUM			0,107 M m³

TOTAL UTGRAVD MENGDE	0,140 M m³
-----------------------------	------------------------------

Kostnadskalkyle - Blåfalli V3

Del	Formel	Korreksjon	Dimensjon	Ant.	Kostnad [NOK]
Inntak skjæring*	133625	1	15	1	2004381
Utsprengd Tunnel - Del A	18128	0,97	660	1	11605521
Betongforing - Del A*	21991	1	660	1	14514158
Armering - Del A*	16000	1	348	1	5573437
Tillaupskonus*	361544	1	10	1	3615436
Stålfora tunnel - Del B*	36000	1	40	1	1440000
Utsprengd rom for Kraftstasjon	1285999	1	1	1	1285999
Utlaupskonus*	267875	1	15	1	4018130
Utsprengd Tunnel - Del D	18128	0,97	200	1	3516825
Betongforing - Del D*	21991	1	200	1	4398230
Armering - Del D*	16000	1	106	1	1688920
Utlaup skjæring*	133625	1	15	1	2004381
Tillaups sjaktgate	872850	1	1	1	872850
Utlaups sjaktgate	819950	1	1	1	819950
Betong (Total excl tunnelforing)	2500	0,2	13314	1	6657000

Armering	16000	1	160	1	2556288
SUM					67 MNOK
Tilkomsttunnel - 60 m ²	26857	1	1300	1	34914620
Tverrtunneler - 60 m ²	348300	1	17	1	5921100
Tilkomsttunnel - 25 m ²	19158	1	650	1	12452538
Tverrtunneler - 25 m ²	158950	1	15	2	4768500
Tverrslagstunneler	19158	1	200	1	3831550
Skjært Tverrslagstunneler - 25 m ²	0	0	0	0	0
SUM					62 MNOK
TOTAL KOSTNAD					128,5 MNOK

1.3.5 Total produksjon av elektrisitet V3 – 60 dagar, 1 aggregat

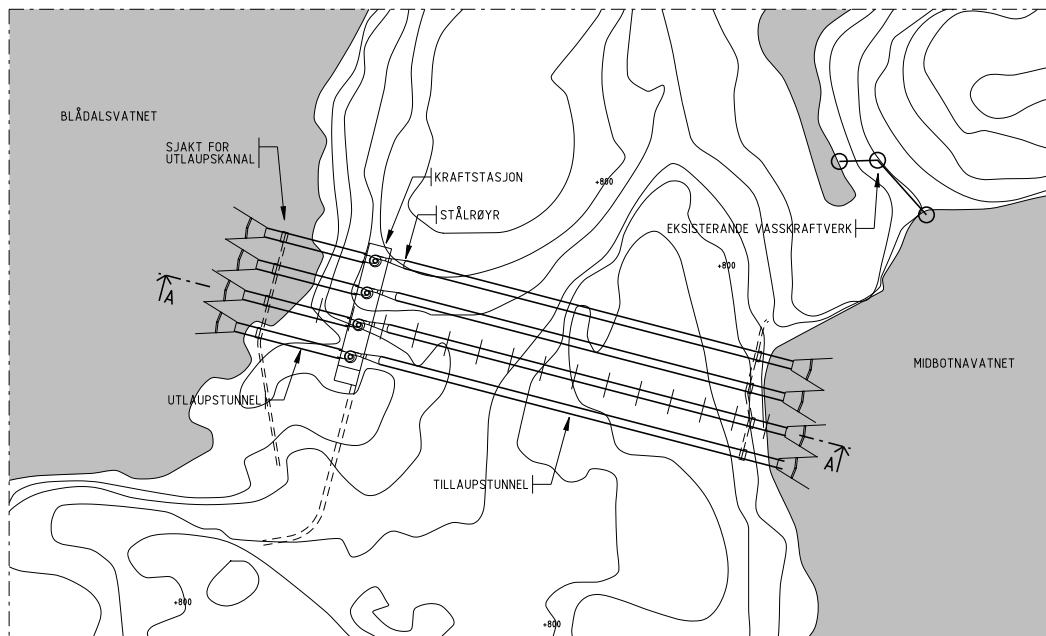
Den samla kraftproduksjonen for ein arbeidsperiode, dvs utnytting av heile arbeidsvolumet, er 19,6 GWt i turbindrif. Det tilsvarende arbeidet for pumpedrif er 23,6 GWt. Slukeevne, timar og arbeid for ein arbeidsperiode for Blåfalli V3 er oppsummert nedanfor.

			Turbindrif	Pumpedrift
Netto fallhøgde (inkl. falltap)	h	[m]	120-1,6=118,4	120+1,6=121,6
Slukeevne	Q	[m ³ /s]	15	14
Arbeidsmengde for 66 M m ³		[t]	1222	1310
Elektrisk kraft	Effekt	[MW]	16	-18
Samla arbeid	W_unit	[MWt]	19 552	-23 580

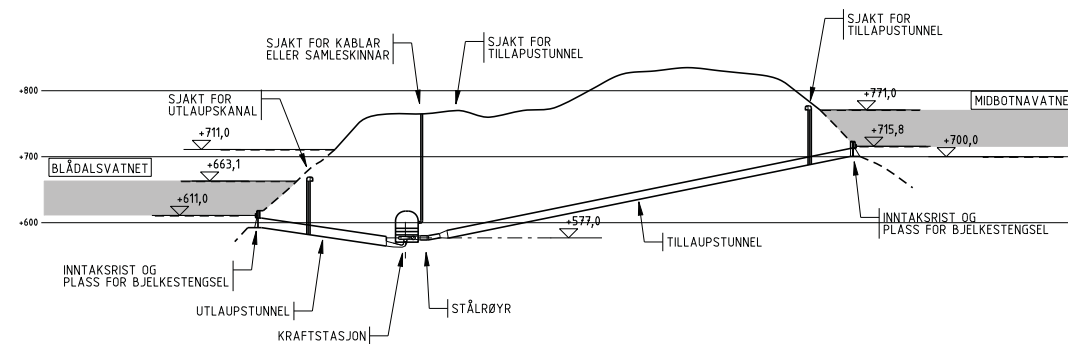
3191400

2 KRAFTSTASJON OVERSIKTSTEIKNINGAR

2.1 V1 – 1 dag



PLAN
- 1:400 -



UTKAST 2011-03-15

PROJ.DAT

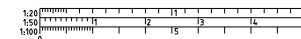
VATTENFALL POWER
CONSULTANT AB

P.O. Box 800, S - 771 28 LUDVICA, SWEDEN, Phone +46 09-739 60 00

AN. N.	TITEL AV	KONTROLLER AV
---	J. TUOMI	---
KOD	ÖSKEN AVSÄTT	---
---	---	---

BLAFALLI
PUMPEKRAFTVERK
VERSJON 1, 24 T, 4 AGGREGAT

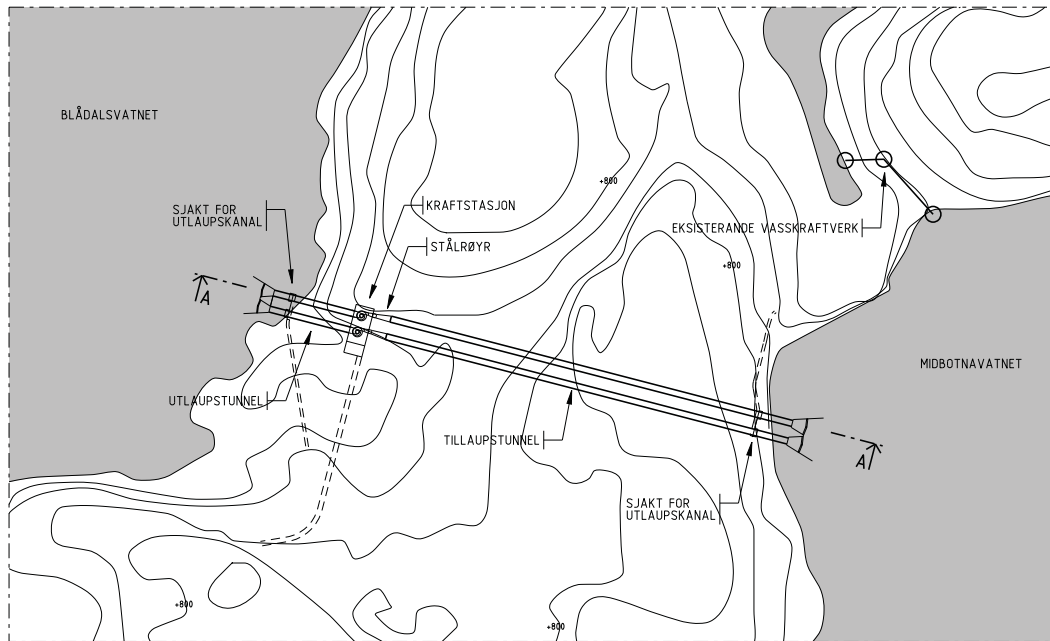
SKALA	TEGNING NR.	REV.
1:400	001	---



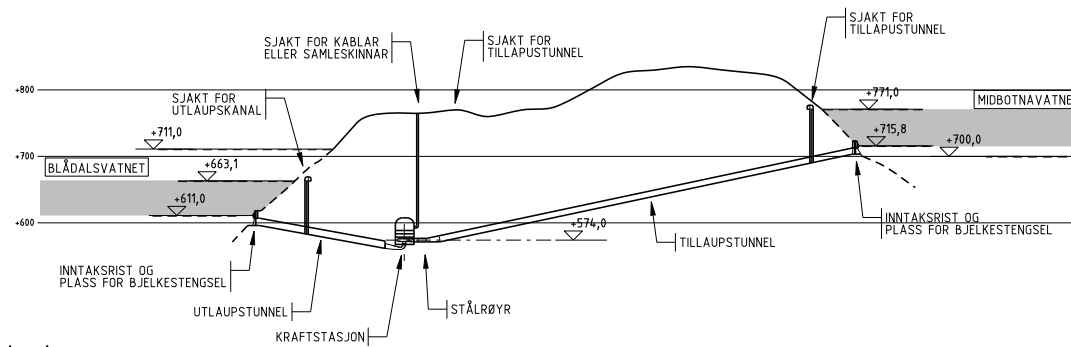
3191400



2.2 V2 – 3 dagar, 2 aggregat

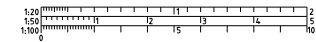


PLAN
- 1:400 -



A - A
- 1:400 -

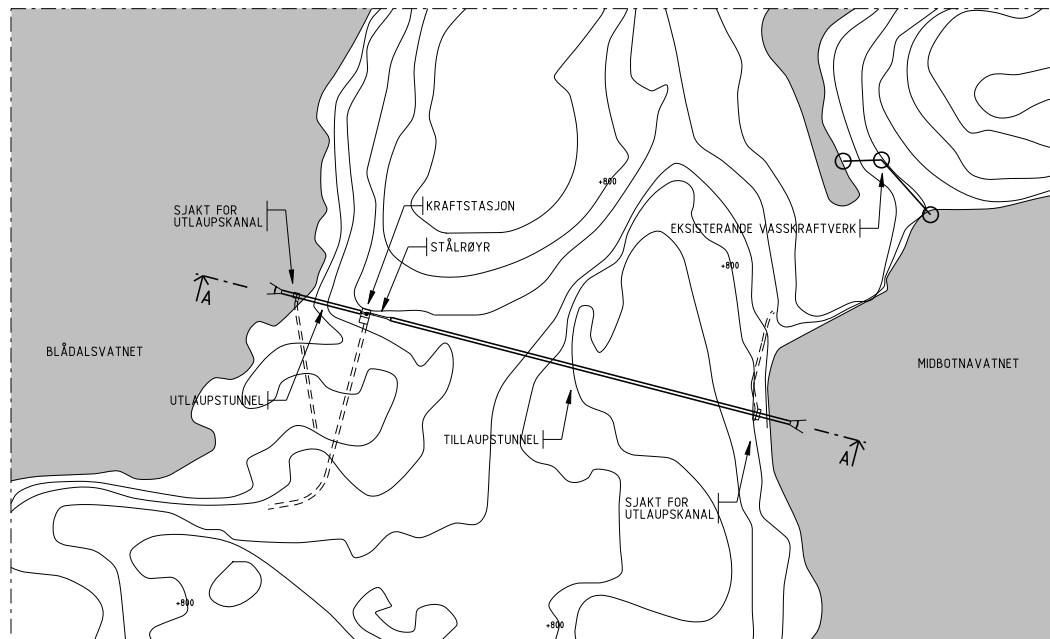
UTKAST 2011-03-15		
PROJEKT		
VATTENFALL POWER CONSULTANT AB		
P.O. Box 600, 0 - 771 28 LUDVIGA, SWEDEN, Phone +46 08-750 90 00		
Ans. Nr.	TEKNIK AV	KONTROLLER AV
-	J. TUOMI	-
NO	DOKUMENT AVGÅTT	
BLAFALLI PUMPEKRAFTVERK		
VERSJON 2, 72 T, 2 AGGREGAT		
SKALA	TEGNINGS NR.	REV.
1:400	002	-



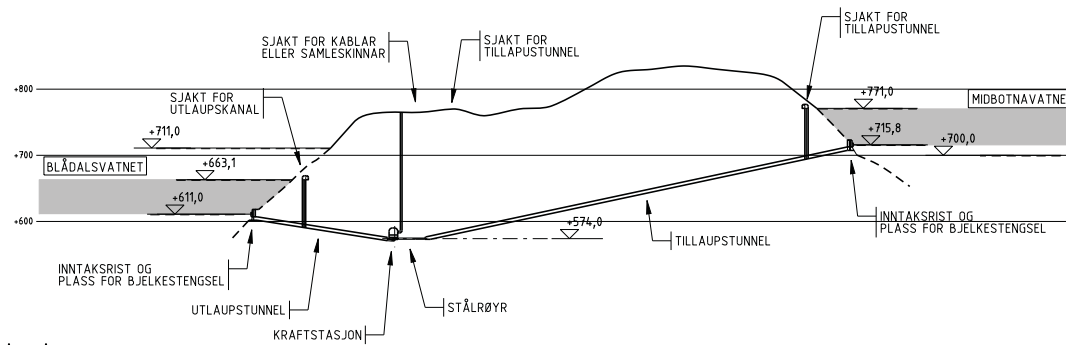
3191400



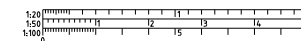
2.3 V3 – 60 dagar, 1 aggregat



PLAN
- 1:400 -



A - A
- 1:400 -



UTKAST 2011-03-15		
<small>PROJEKT</small>		
VATTENFALL POWER CONSULTANT AB		
<small>P.O. Box 800, 0-771 28 LUDVICA, SWEDEN, Phone +46 08-730 80 00</small>		
<small>AR. Nr.</small>	<small>TEKNIK AV</small>	<small>KONTROLLER AV</small>
-	J. TUOMI	-
<small>KOD</small>	<small>CONSULTANT AVGÅTID</small>	
-	-	
BLAFALLI PUMPEKRAFTVERK VERSJON 3, 60 DAGAR, 1 AGGREGAT		
<small>SKALA</small>	<small>TEKNIKS Nr.</small>	<small>REV.</small>
1:400	003	-
<small>ORIGINALFORMAT A1</small>		

Utvikling av pumpekraft i Tyskland

VPC-NVE-002

NVE Kostnader for ombygging til pumpekraft

31. mai, 2011

Dokumenttype RAPPORT	Dokument id VPC-NVE-002	Rev. nr.	Rapport dato 31 mai 2011	Oppdragsnummer 3191400
Utarbeidd av: Peter Strohmer Tobias Felber		Prosjektnamn Kostnader for ombygging av pumpekraftverk		
Oppdragsgivar NVE		Kontrollert av Henrik Brorson		
		Godkjent av Erlend Aamot		
Distribusjonsliste NVE			Sider 24	Vedlegg

Utvikling av pumpekraft i Tyskland

SAMANDRAG

Til tross for at pumpekraftverk er ein gammal og konvensjonell måte å lagre elektrisitet på, er den, saman med konvensjonell vasskraft, per dags dato den einaste anerkjente og pålitelige teknologien som er økonomisk forsvarleg.

Pumpekraftverk er attraktivt for å kunne balansere produksjonssvingingane til fornybare kraftsystem som vind- og solkraft. Dermed kan pumpekraftverk sørge for at nasjonar når sine mål om å redusere klimagassutslipp og bygge rein fornybar energikapasitet.

I 2009 var kapasiteten til pumpekraftverk på 127.000 MW verda over. I tillegg er det forventa ein vekst på 60 prosent i løpet av dei neste fire åra. Denne veksten vil kunne resultere i ein samla kapasitet for pumpekraftverk på meir enn 203.000 MW innan 2014.

Etterspørselen etter pumpekraftverk er for tida høg, og vil auke i næraste framtid. Målet til den tyske regjeringa er å endre elektrisitetstilførsel frå hovudsakelig konvensjonell produksjon til 100% fornybar produksjon innan 2050. Ein vil derfor ha behov for å installere kraftsystem med store lagringspotensial. Ein realistisk lagringskapasitet for å sikre stabil tilførsel av elektrisitet må være meir ein 10.000 GWh, da det daglege forbruket i Tyskland er på ca. 1.500 GWh.

Nye og moderne vasskraftverk bør vere fleksible for å kunne tilpasse seg endringar i kraftetterspørselen. Turtalsregulerte (effektregulerte) aggregat med store driftsområde vil bli standard.

I Tyskland vil alternative plasseringar som gamle kullgruver eller små desentraliserte anlegg bidra til ny kapasitet, saman med eksisterande vasskraftverk. Det topografiske potensialet i Alpane og Skandinavia vil kunne vere ei løysing for mangelen på lagringskapasitet, som vil auke dramatisk i løpet dei neste åra. Samtidig må det europeiske strømnettet utvidast for å kunne overføre krafta.

INNHALDSFORTEIKNING

1	HISTORIKK.....	4
1.1	Dei første pumpekraftverka i Tyskland	4
1.2	Goldisthal – "State of the art"	4
1.3	Teknisk utvikling av pumpekraftverk.....	5
1.3.1	Det første kraftverket	5
1.3.2	Reversible pumpeturbinar.....	5
1.3.3	Turtalsregulert asynkron motor generator.....	6
1.3.4	Hydraulisk kortslutning.....	7
2	DAGENS SITUASJON.....	7
2.1	Økonomiske behov for pumpekraftverk fram til i dag	8
2.2	Endringar i etterspørsel – netregulering	9
2.3	Kraftmarknaden i Tyskland – nye oppdrag for pumpekraftverk	10
2.4	Eksempel på inntektsstruktur til eit pumpekraftverk	12
2.5	Pågåande prosjekt for nye pumpekraftverk	16
2.6	Utvidning av eksisterande kraftverk.....	17
3	UTVIKLINGA FRAMOVER	19
3.1	Kjernekraftkatastrofen i Fukushima og konsekvensane for pumpekraftverk.....	19
3.2	Lagring av energi frå offshore vindparker i Nordsjøen og Austersjøen.....	22
3.3	Regulering av produksjon	22
3.4	Alternative plasseringar av pumpekraftverk.....	22
3.4.1	Pumpekraftverk med bruk av saltvatn.....	23
3.4.2	Små pumpekraftverk.....	23

1 HISTORIKK

1.1 Dei første pumpekraftverka i Tyskland

Pumpekraftverk har ei lang historie i tysk kraftproduksjon. Det første store pumpekraftverket blei installert på slutten av 1920-talet. Dei to første anlegga i Tyskland var "Koepchenwerk" (132 MW, nær byen Herdecke) som ligg vest i Tyskland og anlegget "Niederwartha" (120 MW) ved elva Elbe nær Dresden. Pumpekraftverket i Niederwartha er i dag eigd av Vattenfall, og er framleis i drift etter nesten 80 år.



Figur 1. "Koepchenwerk"



Figur 2. "Niederwartha"

1.2 Goldisthal – "State of the art"

Det nyaste pumpekraftverket som er bygd i Tyskland er også det største med ein nominell effekt på 1.060 MW. Produksjonsstart var i 2003, og kraftverket er framleis eit av verdas mest moderne pumpekraftverk med turtalsregulerte pumpeturbinar. Goldisthal er lokalisert i Thuringian skogen.



Figur 3. Det største pumpekraftverket i Tyskland "Goldisthal" med øvre og nedre magasin

1.3 Teknisk utvikling av pumpekraftverk

Nedanfor er dei viktigaste tekniske oppfinningane og innovasjonane for pumpekraftverk omtala.

1.3.1 Det første kraftverket

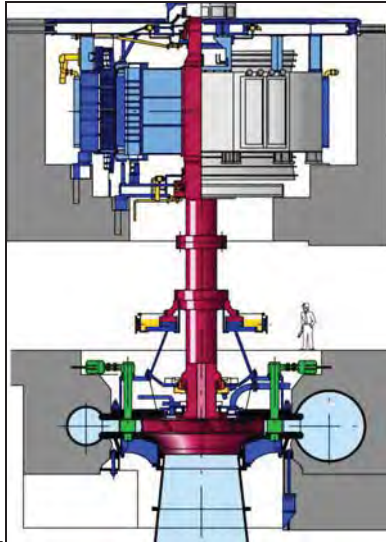
I 1929 vart det første pumpekraftverket av økonomisk betydning satt i drift i Tyskland (Dresden and Herdecke). På tidlege pumpekraftverk blei pumpa og turbinen konstruert kvar for seg. Motor-generatoren var koplå med ein aksel til turbin og pumpe. Total verknadsgrad var på ca 60%, avhengig av komponentar, lengde på rørygate og driftsmodus. For å kunne starte var det nødvendig med ein "take off - turbin" for å kunne akselerere systemet til synkront turtal. For å redusere tapa kunne pumpa og turbinen bli koplå frå kvarandre.



Figur 4. Ein gamal pumpeturbin med separat pumpe og turbin (PSHPP Niederwartha)

1.3.2 Reversible pumpeturbinar

Reversible pumpeturbinar kan driftas i turbin- og pumpedrift ved at ein endrar rotasjonsretning. Ein treng derfor inga separat pumpe. Motor-generatoren er koplå direkte til det hydrauliske systemet. For reversible system er det mest vanleg å nytte ein Francis-turbin (figur 5). Dei mest moderne pumpekraftverk nyttar reversible pumpeturbinar, avhengig av trykkehøgde. Ei anna løysing, for høge fall, er høgtrykks Peltonturbinar som er koplå saman med ei separat pumpe.

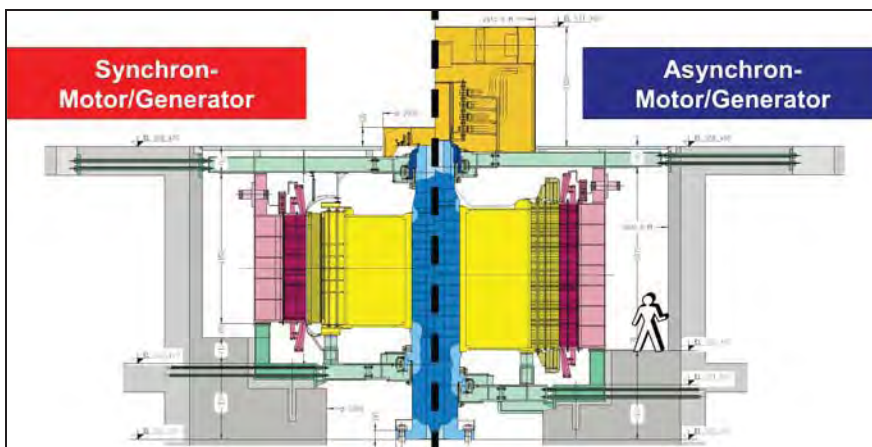


Figur 5 Reversibel Francis pumpeturbin i "Goldisthal" (Kjelde: VOITH)

Hovudfordelen med ein reversibel pumpeturbin er lågare kostnader for elektromekanisk utstyr og betydeleg mindre plassbehov, noko som vil redusere byggkostnadane.

1.3.3 Turtalsregulert asynkron motor generator

Bruk av asynkron motor generator gjør det mogleg å regulere turtalet til maskinene. For dette blir frekvensomformar nytta. Denne generatortypen blei først installert i PSHPP "Goldisthal" (i Europa) og gjer det mogleg for systemet å driftas innanfor eit stort effektområde, spesielt i pumpemodus. Tidligere, med ein synkron motor-generator, var det ikkje mogleg å endre effekten i pumpemodus.

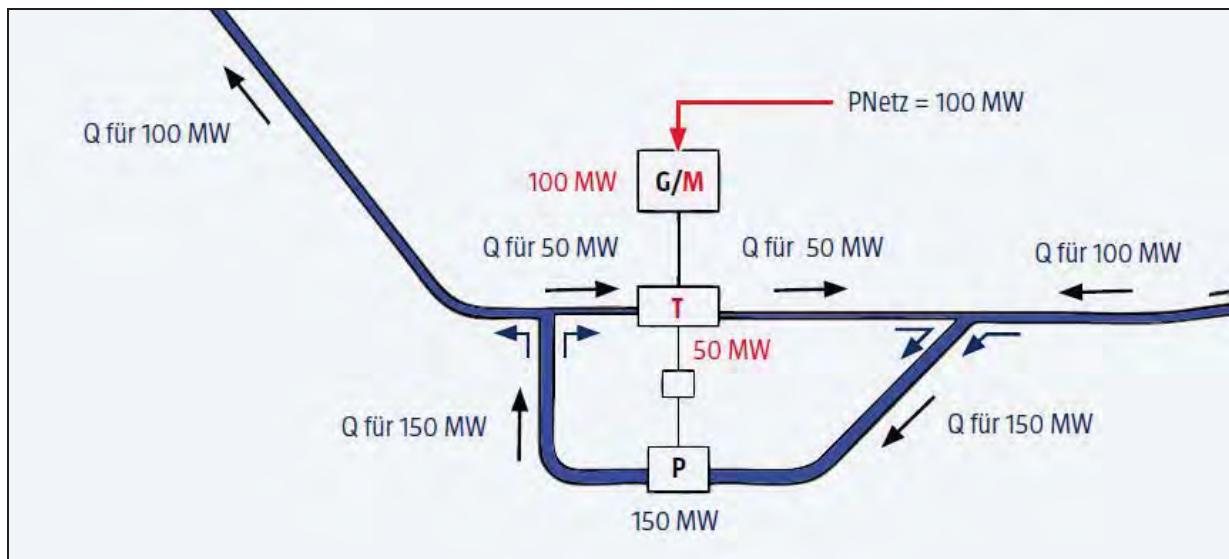


Figur 6. Samanlikning mellom ein synkron (gamal) og ein asynkron motor-generator (PSHPP Goldisthal)

1.3.4 Hydraulisk kortslutning

Med ei hydraulisk kortslutning meiner ein at ei pumpe og ein turbin driftas samtidig. Kortslutninga medfører at systemet kan utvide effektområdet ved at ein kombinerar effektutaket frå pumpe og turbin. Til dømes kan 50 MW turbineffekt og -45 MW pumpeeffekt summerast til eit totalt effektuttak på 5 MW. Med dette prinsippet kan ein nå heile effektområdet mellom maksimum og minimum effekt (-100% til 100%).

Dei ekstremt store tapa ved forgreiningane før og etter pumpe/turbin må studerast nærmare.



Figur 7. Eksempel på ei hydraulisk kortslutning med ein Peltonturbin og ei Francispumpe (Kjelde: Illwerke AG)

2 DAGENS SITUASJON

Det er ca. 30 pumpekraftverk i drift i Tyskland dag. Totalt yter desse ein effekt på 6.674 MW. Dei fleste kraftverka er installert i sør og i aust av Tyskland, grunna topografiske krav som krev eit minimum av høgdeforskjel. Figur 8 gir ein oversikt over alle tyske pumpekraftverk. Dei største pumpekraftverka har ein effekt på meir ein 1.000 MW, det minste på mindre enn 10 MW. Dette synleggjer det store spennet i installert effekt for dei ulike kraftverka.

position	name	state	power in MW	capacity in MWh	construction time, implementing
1	Pumpspeicherwerk Goldisthal	Thüringen	1.060,00	8.480	2003
2	Pumpspeicherwerk Markersbach	Sachsen	1.050,00	4.018	1970–1981 / 1979
3	Schluchseewerk: Hornbergstufe bei Wehr	Baden-Württemberg	980	6.073	1975
4	Pumpspeicherwerk Waldeck II	Hessen	480	3.428	1969-1974
5	Schluchseewerk: Unterstufe Säckingen	Baden-Württemberg	370	2.064	1967
6	Pumpspeicherwerk Hohenwarte II	Thüringen	320	2.087	1956/1963, 1966 in Betrieb
7	Pumpspeicherwerk Erzhausen an der Leine	Niedersachsen	220	940	1964
		Baden-Württemberg	220	626	1939–1950 (vollständige Inbetriebnahme 1950)
8	Schluchseewerk: Mittelstufe Witznau				
9	Pumpspeicherkraftwerk Happurg bei Nürnberg	Bayern	160	900	1956–1958
10	Schluchseewerk: Unterstufe Waldshut	Baden-Württemberg	160	402	1951
	Pumpspeicherkraftwerk Langenprozelten bei	Bayern	160	950	1976
11	Gemünden am Main (Franken)				
12	Koepchenwerk (neu) in Herdecke	Nordrhein-Westfalen	153	590	1989
13	Pumpspeicherwerk Waldeck I	Hessen	140	478	1933
14	Pumpspeicherwerk Rönkhausen in Finnentrop	Nordrhein-Westfalen	140	690	1969
15	Kraftwerksgruppe Jansen an der Pfreimd mit	Bayern	135	404	1951–1961
	Pumpspeicherwerk Tanzmühle 25,2 MW				
	Pumpspeicherwerk Reisach 98,3 MW				
	und Ausgleichswerk Trausnitz				
16	Pumpspeicherwerk Niederwartha in Dresden	Sachsen	120	591	1930
17	Pumpspeicherkraftwerk Geesthacht	Schleswig-Holstein	120	600	1958
18	Schluchseewerk: Häusern	Baden-Württemberg	90	463	1931
19	Pumpspeicherwerk Glems in Metzingen-Glems	Baden-Württemberg	90	560	1964–1969
20	Pumpspeicherwerk Bleiloch	Thüringen	80	753	1926–1932
21	Pumpspeicherwerk Wendefurth (Harz)	Sachsen-Anhalt	80	523	1967
22	Pumpspeicherwerk Hohenwarte I	Thüringen	62,8	795	1936–1942 / 1959
23	Leitzachwerk I (neu)	Bayern	49	550	1983 (zuvor "I alt" 24 MW ab 1929)
24	Leitzachwerk II	Bayern	44	550	1960
25	Schwarzenbach-Kraftwerk in Forbach	Baden-Württemberg	44	198	1926
	Ruselkraftwerke (Pumpspeicherwerke Oberberg I	Bayern	39 davon 25		1957/1986
26	und II) in Deggendorf		thermisch		
	Pumpspeicherkraftwerk Oberstdorf	Bayern	4,72	0	1992
27	Warmatsgund				
28	Pumpspeicherwerk Wisenta	Thüringen	3,3	0	1933–1939
29	Pumpspeicherwerk Ortenberg-Lißberg	Hessen	2,3	0	1923
30	Pumpspeicherwerk Mittweida	Sachsen	1,7	0	1926 oder 1928 (außer Betrieb)
	Gesamtleistung (o. Mittweida)	Deutschland	rd. 6.674	0	~ 2005

Figur 8. Oversikt over Tyskland sine pumpekraftverk (utheva liner = Vattenfall AB)*

* Pumpspeicherwerk/Pumpspeicherkraftwerk = pumpekraftverk

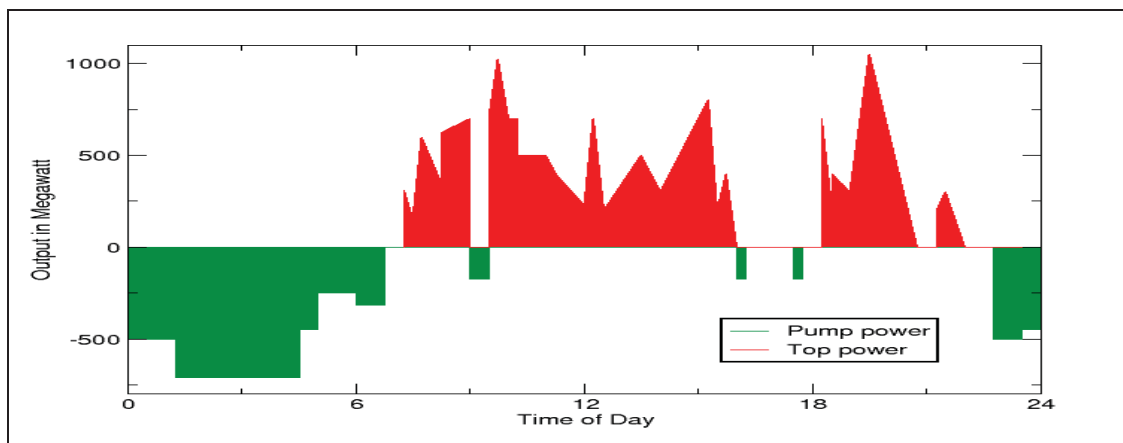
2.1 Økonomiske behov for pumpekraftverk fram til i dag

Hovudgrunnen til å lagre energi er basert på det faktum at dei største kraftprodusentane i Tyskland (spesielt kjernekraftverk og kolkraftverk) ikkje har moglegheit for å regulere effektuttaket innanfor eit stort område. Eit termisk kraftverk vil få ein stor reduksjon i verknadsgrad når ein beveger seg bort frå det optimale driftspunktet. Samtidig endrar kraftteterspørselen seg for kvar time, dag og uke. Dette medfører at marknadsprisen er veldig volatil. Konvensjonelle pumpekraftverk produserer vanlegvis kraft på dagtid (høg etterspørsel → høg pris) og går over til pumpemodus (lagringsmodus) om natta (låg etterspørsel → låg pris).

Avviket mellom den høge prisperioden og den låge prisperioden dannar det økonomiske grunnlaget for å lagre energi med pumpekraftverk.

Pumpekraftverk har den høgaste verknadsgraden for lagring av energi. Verknadsgraden kan vere høgare enn 80%. Pumpekraftverk er også ein gjennomprøvd og påliteleg teknologi, demonstrert gjennom dei gamle pumpekraftverka som framleis er i drift. Det er ingen andre noverande lagringssystem som kan lagre så store mengder (mange GWh) og samtidig vere økonomisk lønnsamt.

Figur 9 viser ein typisk driftssekvens. Vatnet blir vanlegvis pumpa opp til magasinet i løpet av natta når prisen på kraft er låg. På dagtid vil aggregatet bli drifta i turbinmodus avhengig av etterspørselen i kraftnettet. Dette eksemplet visar dei raske effektendingane frå under 0 til 1.000 MW innan få minutt.



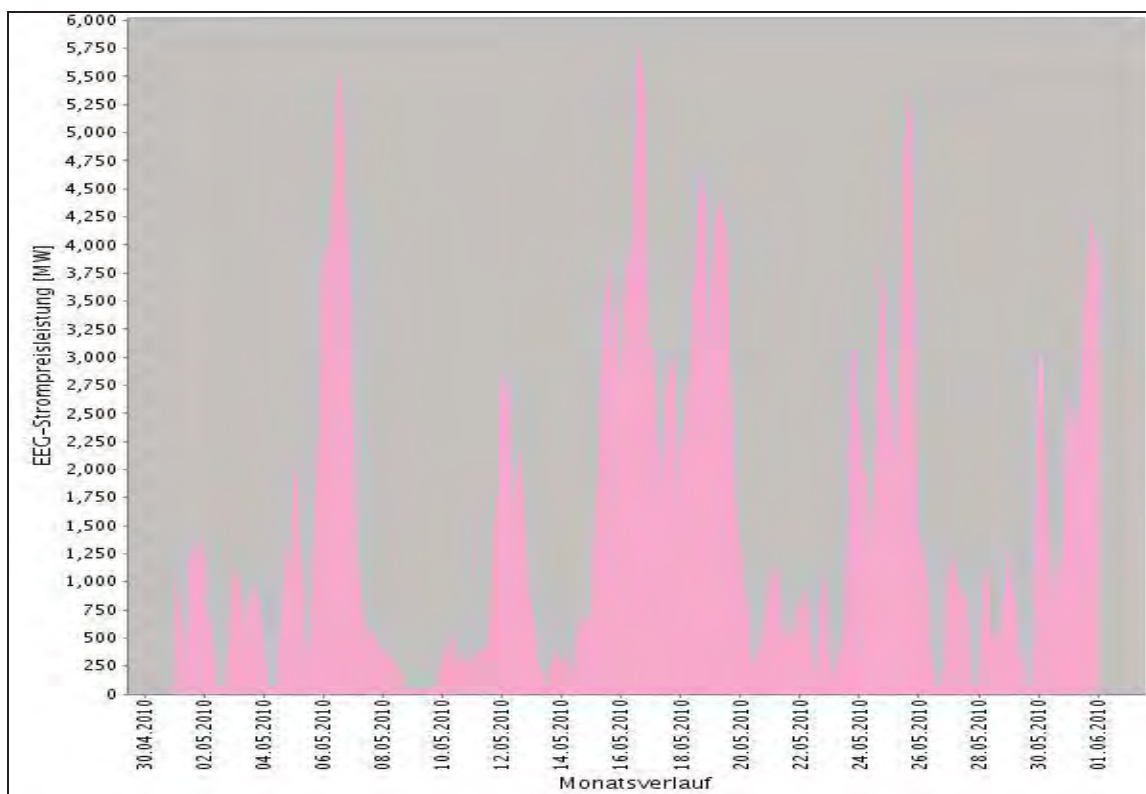
Figur 9. Ein typisk driftssekvens for eit pumpekraftverk

2.2 Endringar i etterspørsel – netregulering

Pr. dags dato står fornybar energi for ca. 17 % av totalt installert effekt i det tyske kraftsystemet. Fornybar produksjon er omtrent 90.000 GWh/år. Denne krafta er ikkje veldig stabil, spesielt vindkrafta. Installert effekt frå vindkraft er på meir enn 25 GW, og i 2010 var det meir enn 7 GW installert effekt frå solkraft. Desse store endringane har fått konsekvensar for hele kraftmarknaden i Tyskland. På grunn av Tyskland sine energireguleringar har fornybar energi prioritet på å mate kraft inn i nettet. På bakgrunn av denne utviklinga vil regulering av kraftnettet bli meir og meir viktig i tida framover.

Svingingane i energiforbruket og energiproduksjon gjør det nødvendig å regulere effekten i kraftnettet, slik at nettfrekvensen kan holdast konstant. Pumpekraftverk gjer det mogleg å regulere kraftnettet på ein optimal måte. Ein pumpeturbin med ein motor-generator kan nå maksimum effekt i løpet av 3-5 minutt. Ingen andre system har moglegheit til å gjere dette i løpet få minutt med så store effektuttak og effektforbruk (> 1 GW).

Motordrift av systemet tillèt at ein brukar kraft for å stabilisere nettet, noko som er svært viktig når det er for mykje energi i systemet.



Figur 10. Vindkraftproduksjon for ein måned (Kjelde: 50Hz Transmission)

Figur 10 viser vindproduksjonen i kraftnettet frå Vattenfall Germany sitt "50 Hz Transmission" nettverk i austre Tyskland. Variasjonar frå 0 MW til 5.700 MW (maksimum er 9.340 GW) er identifisert.

2.3 Kraftmarknaden i Tyskland – nye oppdrag for pumpekraftverk

I dag er ein av dei viktigaste funksjonane til eit pumpekraftverk å regulere kraftnettet. Dette betyr å stabilisere nettfrekvensen ved å absorbere energi frå systemet eller å mate energi til systemet.

Tre ulike hovudprodukt eksisterar i det tyske kraftmarknaden med følgjande tekniske krav:

- Primærregulering
 - Må vere tilgjengeleg innan 30 sekund
 - Tid tilgjengeleg: 100 %
 - Tilgjengeleg arbeidsperiode: 15 min

- Sekundærregulering
 - Må vere tilgjengeleg innan 5 minutt
 - Tid tilgjengeleg: 95 %
 - Tilgjengeleg arbeidsperiode: 4 h

- Tertiærregulering("Minutenreserve")
 - Må vere tilgjengeleg innan 15 minutt
 - Tid tilgjengeleg: 100 %
 - Tilgjengeleg arbeidsperiode: 100 % av tilbydt tidsperiode

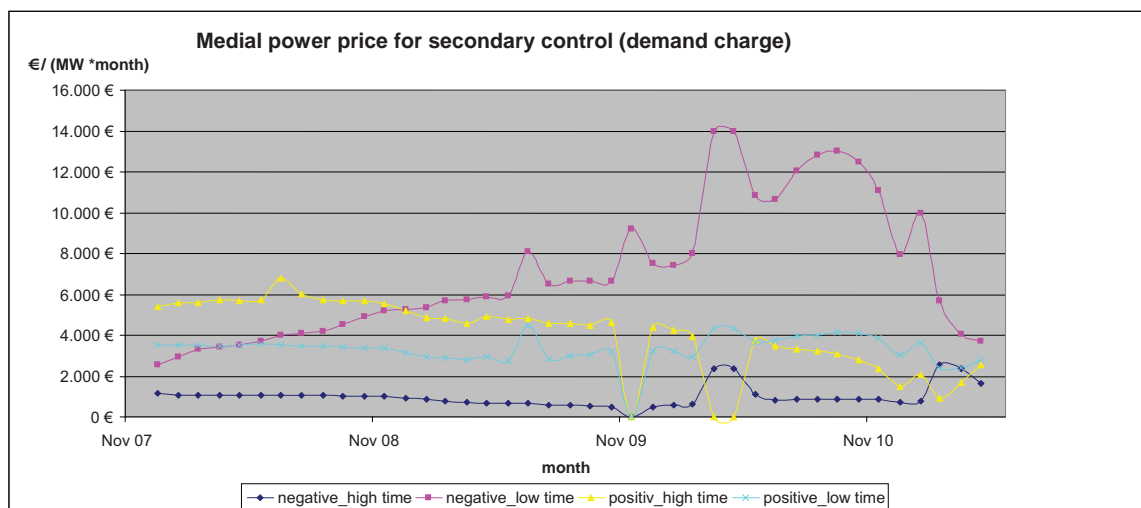
Dersom nettfrekvensen avviker frå 50 Hz, vil primærreguleringa bli aktivert automatisk innan 30 sekund slik at alle kraftstasjonar i kraftnettet prøver å stabilisere 50 HZ ved å tilpasse sin eigen kraftproduksjon. Normalt vil frekvensen bli stabil etter at primærreguleringa har starta.

Dersom primærreguleringa ikkje klarar å stabilisere frekvensen på 50 Hz innan 15 minutt vil sekundærkontrollen bli aktivert og erstattar primærreguleringa. Spesifikke vasskraftverk (til dømes pumpekraftverk) har på førehand avklart med nettleverandøren at dei har moglegheit for å auke eller minske lasta innanfor eit gitt område. Dersom sekundærregulering er naudsynt må desse kraftstasjonane endre sin planlagde produksjon innan 5 minutt for å nå det effektuttaket/effektforbruket som nettleverandøren treng for å stabilisere nettet. Dersom sekundærreguleringa heller ikkje klarar å stabilisere nettfrekvensen innanfor ein gitt tidsperiode vil tertiærreguleringa erstatte sekundærreguleringa. I tillegg vil gassfyrte kraftverk starte opp dersom det til dømes oppstår uplanlagde nedstengingar på store aggregat. Tertiærreguleringa har ingen avgrensa arbeidsperiode, så ein må kunne tilby effekt ut tidsperioden for bodet.

Sekundærreguleringa er det viktigaste produktet med det høgaste omsetningsvolumet på marknaden. Eit pumpekraftverk er spesielt egna for reguleringskrava sidan det kan levere

eller ta imot energi til kraftnettet innan svært kort tid. Med meir fornybar energi vil behovet for regulerbar kraft auke. Ein kan derfor forvente at nye reguleringsprodukt vil takast inn i marknaden.

For å kunne tilby sekundærregulering må ein fyrst og fremst ha kraft tilgjengeleg, slik at eit kraftverk har moglegheit til å kunne auke eller redusere produksjonen innan få minutt. Eit pumpekraftverk kan utføre denne oppgåva sidan det har eit stort effektområde, og kan produsere både negativ og positiv energi. Når nettselskapet etterspør kraft, blir både det positive og negative forbruket betalt. For augeblikket er sekundærreguleringsprisar for positivt forbruk ca. 130 € / MWh og ca. 20 € / MWh for negativt forbruk. I Figur 11 kan ein sjå sekundærreguleringsprisar for tilgjengeleg kapasitet.



Figur 11. Utvikling av prisar for sekundærregulering (tilgjengeleg kapasitet)

2.4 Eksempel på inntektsstruktur til eit pumpekraftverk

Dette forenkla eksempelet illustrerer korleis ein typisk moderne kraftstasjon kan operere innanfor ein tidsperiode på 24 timar i det tyske kraft- og elektrisitetsmarknaden. Fire forskjellige sekundærreguleringsprodukt er tilbydt.

Parametrane til eit pumpekraftverk med eit komplett effektområde:

- Maksimum turbineffekt: 100 MW
- Maksimum pumpeeffekt: -120 MW

Tilbakebetaling og kostnader:

- Gjennomsnittsinntekt turbin per MWh: 50 €
- Gjennomsnittskostnad pumpe per MWh: 25 €

Prisar for tilgjengeleg kapasitet for sekundærregulering:

Ein må tilby sekundærreguleringa for ein måned av gongen. Reguleringa blir forskotsbetalt. Betalinga er ikkje avhengig av faktisk behov for sekundærreguleringseffekt for den neste månaden.

- Tilbydt negativ sekundærregulering (høg prisperiode = turbinmodus):
2.200 € / (MW * måned)
- Tilbydt positiv sekundærregulering (låg prisperiode = pumpemodus):
3.000 € / (MW * måned)
- Tilbydt positiv sekundærregulering (høg prisperiode = dagtid):
2.700 € / (MW * måned)
- Tilbydt negativ sekundærregulering (låg prisperiode = dagtid):
4.300 € / (MW * måned)

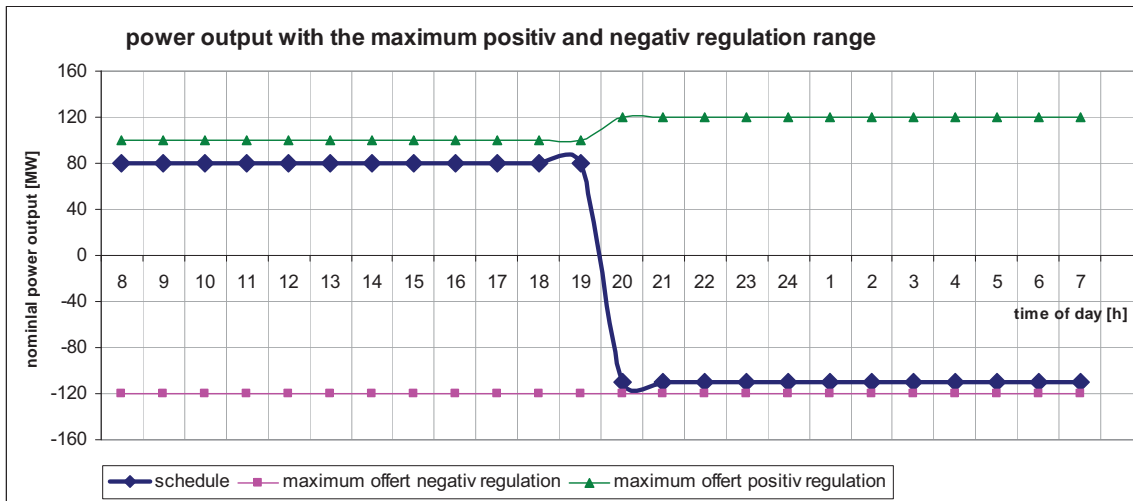
Energiprisar for sekundær regulering

Betalinga avhenger av kor mykje sekundærregulering som er nødvendig i den aktuelle perioden (ca. 7 to 15 % av tilbydt tilgjengelegheit).

- positive avrop: 130 € / MWh
- negative avrop: 20 € / MWh

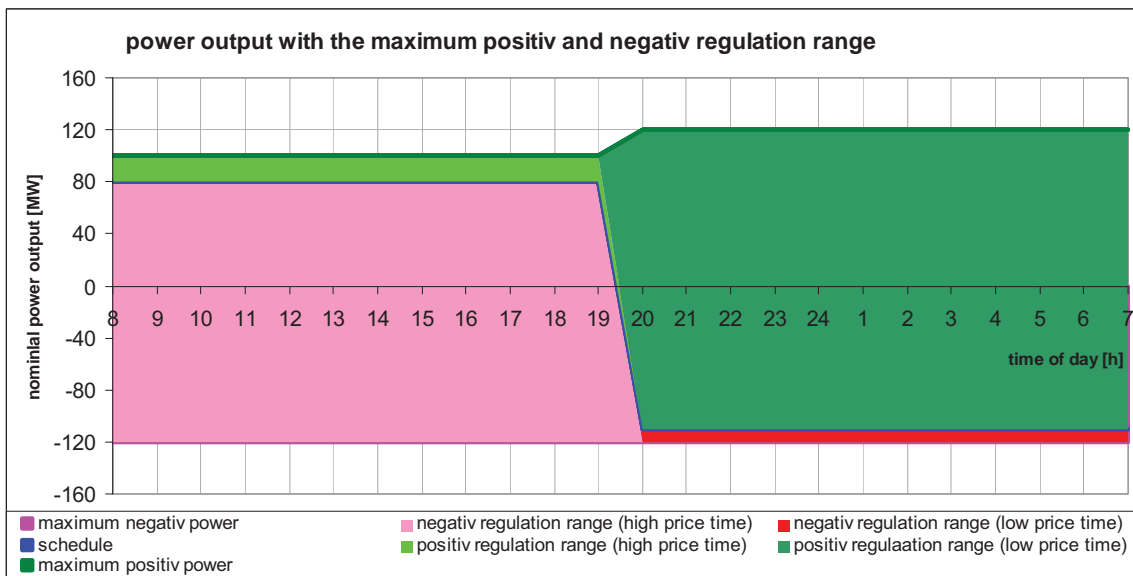
Driftsplan:

- høg prisperiode (8 p.m. - 8 a.m.; 12h) > turbindrift > 80 MW
- låg prisperiode (8 a.m. - 8 p.m.; 12h) > pumpedrift > -110 MW



Tilbydt sekundærregulering

- turbinmodus: - 200 MW / + 20 MW
- pumpemodus: -10 MW / + 230 MW



Prisar for sekundærregulering og turbin/pumpe avkastning kjem an på marknaden og kan variere signifikant. Dei prisane ein tek for seg i dette eksemplet representerar spennet i historiske prisar.

Samanstilling av inntekter og kostnader per time:

Turbinmodus

- Turbininntekter:
 $80 \text{ MW} * 1 \text{ h} * 50 \text{ €} / \text{MWh} = \underline{4.000 \text{ €}}$
- Tilbydt negativ regulering (høg prisperiode = turbindrift):
 $200 \text{ MW} * (2.200 \text{ €} / (\text{MW} / \text{månad}) / 360 \text{ h}^{(1)}) = \underline{1.222 \text{ €}}$
- Estimerte avrop for negativ regulering: 7,5 %
 $-200 \text{ MW} * 7.5\% * 20 \text{ €} / \text{MW} * 1 \text{ h} = \underline{300 \text{ €}}$
- Tilbydt positiv regulering (høg prisperiode = turbindrift):
 $20 \text{ MW} * (2.700 \text{ €} / (\text{MW} / \text{månad}) / 360 \text{ h}^{(1)}) = \underline{150 \text{ €}}$
- Estimerte avrop for positiv regulering: 15 %
 $20 \text{ MW} * 15\% * 130 / \text{MW} * 1 \text{ h} = \underline{390 \text{ €}}$

Samanstilling av turbinmodus per dag:

Turbindrift:	12 h * 4000 €	= 48.000 €
Sekundærregulering:	12 h * (1.222 € + 300 € + 150 € + 390 €)	= 24.744 €
Total		= 72.744 €

Pumpemodus

- Pumpeinntekter:
 $110 \text{ MW} * 1 \text{ h} * 25 \text{ €} / \text{MWh} = \underline{-2.750 \text{ €}}$
- Tilbydt negativ regulering (låg prisperiode = pumpedrift):
 $-10 \text{ MW} * (4.300 \text{ €} / (\text{MW} / \text{månad}) / 360 \text{ h}^{(1)}) = \underline{120 \text{ €}}$
- Estimerte avrop for negativ regulering: 7,5 %
 $(-10 \text{ MW} * 7.5\% * 20 \text{ €} / \text{MW} * 1 \text{ h} = \underline{15 \text{ €}}$
- Tilbydt positiv regulering (låg prisperiode):
 $230 \text{ MW} * (3.000 \text{ €} / (\text{MW} / \text{månad}) / 360 \text{ h}^{(1)}) = \underline{1.916 \text{ €}}$
- Estimerte avrop for positiv regulering: 15 %
 $230 \text{ MW} * 15\% * 130 / \text{MW} * 1 \text{ h} = \underline{4485 \text{ €}}$

⁽¹⁾ Ca. 1/2 måned i # timar (pga dei to prisperiodane)

Samanstilling av pumpemodus per dag:

Pumpedrift:	12 h * (-2750 €)	= - 33.000 €
Sekundærregulering:	12 h * (120 € + 15 € + 1916 € + 4485 €)	= 78.432 €
Total		= 45.432 €

Inntekter per dag:

Med sekundærregulering

$$\underline{72.744 \text{ € (turbin)} + 45.432 \text{ € (pumpe)} = 118.176 \text{ €}}$$

Utan sekundærregulering

$$\underline{48.000 \text{ € (turbin)} + (- 33.000 \text{ €}) (pumpe) = 15.000 \text{ €}}$$

2.5 Pågående prosjekt for nye pumpekraftverk

For tida er det mykje som skjer i marknaden for pumpekraftverk, ikkje berre i Tyskland, men også globalt. Spesielt er det fokus på pumpekraftverk i Alpane (Austerrike, Sveits) og i Portugal. Dei nye kraftverka er enten utrusta som ein turtalsregulert Francis pumpeturbin eller som eit Pelton/Francis aggregat med stor fallhøgde og med ei separat pumpe med hydraulisk kortslutningskrets.

Etterspørselen etter pumpekraft er i dag veldig stor. Dette er vist i planlegginga av det største pumpekraftverket sørvest i Tyskland: "Schluchseewerke AG" kommer til å bygge det største kraftverket (installert effekt) i Tyskland. Installert effekt vil bli på 1.400 MW. Vidare er det mange prosjekt kor ein ynskjar å auke kapasiteten og/eller effekten til eksisterande kraftverk.

Nokre eksempel på nye prosjekt som planlagd:

Namn	PSHPP Atdorf
Effekt	1.400 MW
Kapasitet	13 GWh
Stad	Baden-Württemberg, Sør-Tyskland
Klart	2018

Namn	PSHPP Riedel
Effekt	300 MW
Stad	Bavaria , Sør-Tyskland
Klart	2018

Namn	PSHPP Trier
Effekt	300 MW
Stad	Reihnland-Pfalz, Vest-Tyskland
Klart	2017

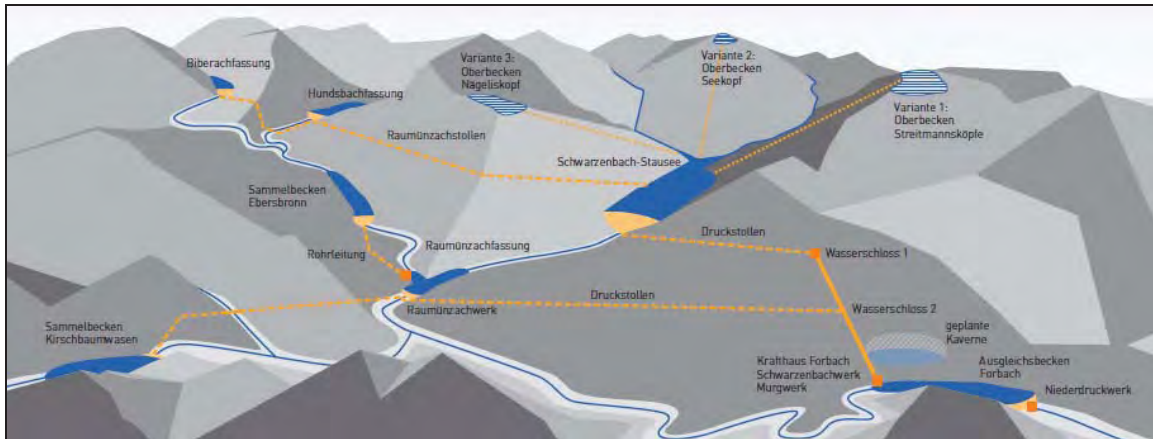
2.6 Utvidning av eksisterande kraftverk

Utvidning av eksisterande kraftverk kan vere veldig lønnsamt. Det finns ulike moglegheiter for å auke effekten, kapasiteten eller fleksibiliteten til eit pumpekraftverk:

- Auke volumet til det nedre og/eller øvre magasinet
- Bygge eit ekstra magasin
- Bygge ein ny røyrleidning eller større røyrleidning for å minimere tapa eller for å auke maksimum effekt.
- Erstatte gamalt elektromekanisk utstyr for å auke verknadsgraden eller utvide reguleringsområdet

Nedanfor er det gitt to eksempel:

Namn	PSHPP Forbach
Prosjekt	Bygge eit nytt ekstra øvre magasin / Installere nye maskinar
Resultat av utvidinga	Auka effekt frå 70 MW til 280 MW
Stad	Baden-Württemberg, Sør-Tyskland
Kraftverkseigar	EnBw



Figur 12. Ulike utvidingsmogleigheter for pumpekraftverket "Forbach" (Kjelde: EnBw)

For øyeblikket har tre alternativ for eit nytt øvre magasin blitt vurdert.

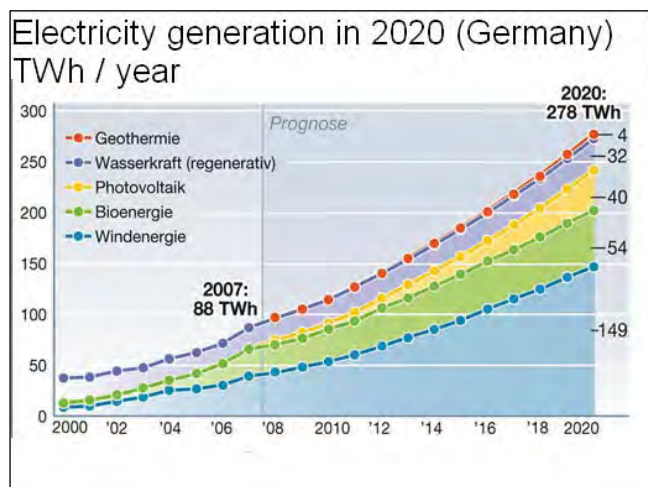
Namn	PSHPP Markersbach
Prosjekt	Utvidning av øvre magasin ved forhøgning av damkrone (2 m >> 750.000 m ³)
Resultat av utvidinga	Auke kapasiteten (> 12 %)
Stad	Saxony
Kraftverkseigar	Vattenfall AB



Figur 13. Øvre magasin til pumpekraftverket "Markersbach"

3 UTVIKLINGA FRAMOVER

Innan år 2020 vill meir ein 270 TWh bli produsert frå fornybare energikjelder i Tyskland (Renewable Energy Federation), noko som vil vere ca. 50% av det totale elektrisitetsforbruket. Mengda av uregulert kraftproduksjon vil auke tilsvarande i andre europeiske land. Når meir og meir vindkraft blir produsert, vil dette medføre fleire dagar med overskotskraft i systemet. Ein konsekvens av at det er for mykje kraft i systemet er at kraftprisane vil falle. Dei store termiske kolkraftverka / kjernekraftverka må driftas på et lågt og uøkonomisk nivå eller så må vindkraftverka bli stengt ned. I tillegg vil solkraftmarknaden vekse raskare i løpet av dei neste åra sidan prisene på modular er fallande.

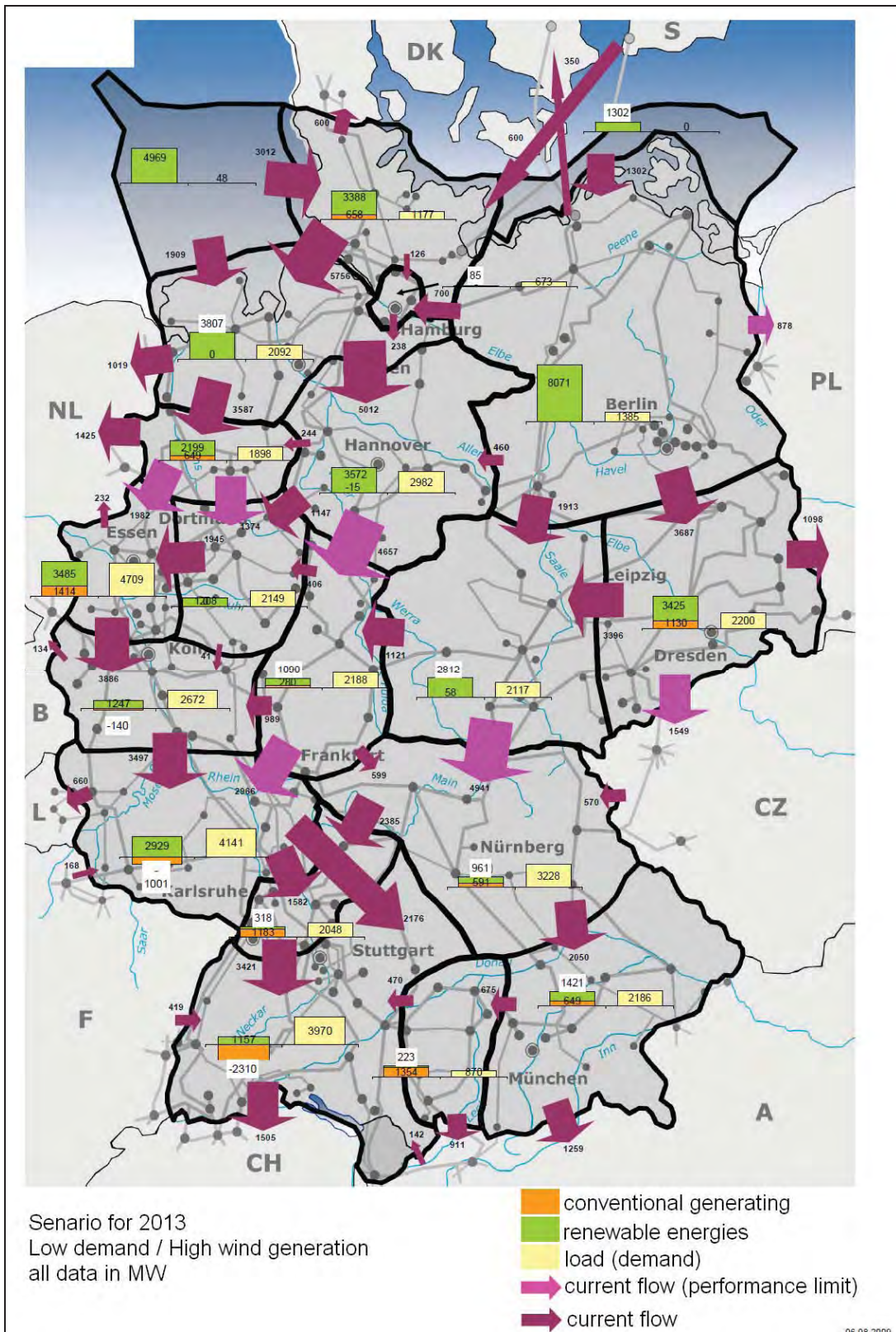


Figur 14. Utvikling av fornybare energikjelder i Tyskland (Kjelde: Renewable Energy federation)

3.1 Kjernekraftkatastrofen i Fukushima og konsekvensane for pumpekraftverk

Etter kjernekraftkatastrofen i Fukushima, har den sosiale og politiske opinionen i Tyskland endra seg dramatisk. Kort tid etter at dei første rapportane kom frå ulykka i Japan, bestemte den tyske regjeringa seg for å stenge ned dei sju eldste kjernekraftverka med umiddelbar verknad. Det er semje i alle dei politiske partia om å stenge ned alle dei 17 kjernekraftverka i løpet av dei nærmaste åra. Tyskland vil presse på for å avslutte kjernekraftepoken i løpet dei neste 10 åra. Samtidig vil fornybare energikjelder spele ein større rolle enn i dag, sidan grunnlasten til kjernekraftverka vil forsvinne. Svingingar i kraftproduksjon vil auke og det vil bli fleire tilfelle der tilbod og etterspørsel ikkje vil stemme overens. Dette vil medføre at prisforskjellane blir større og etterspørselen etter pumpekraftverk vil auke.

Figur 15 viser nettsituasjonen på ein dag med mykje vind og låg etterspørsel. Legg merke til at i nokre områder er elektrisitetsproduksjonen frå fornybare energikjelder større enn den totale etterspørselen. Elektrisiteten må transporterast over lengre distansar som medfører større tap. Det største problemet er at fornybare energikjelder må stengas ned da nettkapasiteten er for låg til å ta imot og transportere krafta. Lagring er ein løysing for å ta vare på energien som ikkje kan bli konsumert. Sjølv med planlagde utbyggingar i nettet framover, vil det ikkje vere nok kapasitet i nettet til å overføre all krafta frå dei planlagde vindkraftverka i Nord og i de Baltiske landa.



Figur 15. Simulering av nettsituasjonen på ein vindfull dag i 2013 (Kjelde: Regionenmodell „Stromtransport 2009“)

3.2 Lagring av energi frå offshore vindparkar i Nordsjøen og Austersjøen

Den tyske regjeringa planlegger å installere meir enn 25 GW vindkraft offshore. Andre nordeuropeiske land som GB, NL, DK og S planlegger også store utbyggingar av offshore vindkraftparkar innan år 2050. Den betraktelige mengda vindkraft kan ikkje forbrukast til ei kvar tid. På dagar med mykje vind vil ein ha for mykje kraft i det Europeiske nettet og moglegheitene for å transportere krafta vekk vil ikkje vere tilstrekkelig. Ein konsekvens av dette er at ein må lagre energien for å unngå å stenge ned vindkraftverk eller sette heile kraftnettet i fare

3.3 Regulering av produksjon

Fram til no har reguleringar av nettet blitt gjort på grunn av svingingar i etterspørselen. Som omtala ovanfor, vil svingingar i produksjonen frå fornybare energikjelder medføre store svingingar i kraftnettet i framtida. Etterspørselen etter regulerprodukt vil auke og reguleringssystema må vere meir fleksible og med større kapasitet (MW og MWh). For et pumpekraftverk vil høgare fleksibilitet innebere fleire og fleire lastendringar. (pumpe<>turbin). Dette er ei teknisk utfordring som nye kraftverk må kunne handtere.

3.4 Alternative plasseringar av pumpekraftverk

Normalt vil eit pumpekraftverk bli bygd i nærleiken av fjell/åsar med ein viss høgdeforskjell. Differansen mellom øvre magasin og nedre magasin er normalt meir enn 100 meter. Derfor har ikkje pumpekraftverk kunne blitt nytta i låglandsområde tidligare. No er det seriøse forslag om å nytte grotter (under bakken) som nedre magasin. Ein kan da enten nytte gamle grotter (saltgruver, granittgruver) eller konstruere nye grotter der forholda er optimale. Øvre magasin kan bli bygd rett på overflata over nedre magasin. Fordelen med denne løysinga er at ein unngår å ta i bruk store landområde. Nedre magasin, elektromekanisk utstyr og det meste av det bygningstekniske vil bli under jordoverflata og inngrepa i naturen vil bli minimale.

Alternative plasseringar blir meir og meir viktig da godkjeningsprosessen for nye prosjekt ved "standard plassering" som i fjellområde, kan bli langtekkeleg. I Tyskland er egna plasseringar veldig ofte i eller i nærleiken av naturreservat. I tillegg er befolkningstettleiken i Tyskland stor og gjør det vanskeleg å finne områder utan busetnad.

3.4.1 Pumpekraftverk med bruk av saltvatn

Bruk av saltvatn i staden for ferskvatn



Figur 16. Pumpekraftverk i Japan som nyttar sjøvatn

Ein kombinasjon av grottesystem med sjøvatn er også mogleg og blir for augeblikket studert i Austersjøen.

- > nedre magasin > grotte
- > øvre magasin > sjø

Denne løysinga krev minimalt med plass sidan ein ikkje treng å byggje eit ekstra magasin

3.4.2 Små pumpekraftverk

Med små pumpekraftverk meiner ein kraftverk mindre enn 50 MW og høgdeforskjellar mellom 50 m og 100 m. Kostnaden per MW er høgare, men det er ei rekke fordelar, spesielt når det gjeld moglege plasseringar i låglandet. Nedanfor er dei største fordelane lista opp:

- mange moglege plasseringar (også i låglandet)
- låge kostnadar (totalkostnadar) kan freista mange ulike investorar
- Pga. låg effekt er nettilknytning er vanlegvis ukomplisert
- Desentraliserte lagringssystem er velegna for desentraliserte produksjonssystem (vind/sol)

Figur 17 viser eit pumpekraftverk for lagring av energi frå ein nærliggande vindpark (vist i bakgrunnen)



Figur 17. Eksempel på plassering for eit lite pumpekraftverk



Notat

Til: Den det måtte interessere

Fra: NVE, ressursseksjonen (ER)

Ansvarlig: Torodd Jensen

Dato: 21.3.2011

Vår ref.:

Arkiv:

Kopi:

Oversyn over utlaupsform for norske vasskraftverk med reguleringsmagasin

Denne lista er laga i samband med NVEs arbeid med å auke kunnskapen om potensialet for å byggje pumpekraftverk i Noreg. Vi tilrår å lese dette følgeskrivet for å kunne nytte informasjonen i oversynet på ein god måte.

Vassdrag er komplekse system som ofte heng saman med andre. Vi åtvarar difor mot å trekke raske slutningar basert på denne lista. Ein kan ikkje utan vidare trekke konklusjonar om potensial for pumpekraft ut i frå magasinvolument og fallhøgde.

Føremålet med denne lista er likevel å bidra til meir faktabaserte analysar av potensialet for pumpekraftverk i Noreg. Vi har difor freista å peike ut dei stadane der det kan vere eit teknisk potensial for pumpekraft basert på kor det i dag ligg kraftverk/pumper mellom regulerte magasin. Det er openbert også muleg å etablere pumpekraftverk mellom magasin der fallet ikkje er utnytta i dag, men dette har vi ikkje sett på i denne omgang.

Vi har også karakterisert utløpet for kraftverk som ikkje har regulert magasin nedstrøms, noko som kan vere interessant med tanke på å analysere mulegheitene for effektkøyring.

Vi har sortert ut alle kraftverk som har reguleringsmagasin og sett på kva type utløp desse kraftverka har. Vi har identifisert 438 kraftverk som har reguleringsmagasin.

Lista syner vasskraftverk med kraftverksnummer (VANNKVNR) og namn (VANNKVNAVN). Tilhøyrande kraftverksdata er slik dei framgår av NVE sine databasar slik dei er representerte i våre GIS-verkty. I lista inngår alle vasskraftverk og pumper som er meldt idriftssett til NVE, og som vart sett i drift før 1.1.2009. Vi tek atterhald om feil i lista, til dømes grunna uoppdaga feilregistreringar og endringar i eksisterande kraftverk som enno ikkje er registrert hos oss.

Vi trekk ingen konklusjonar ut frå dette på det noverande tidspunkt, men vi vil peike på at dette kan gjere det muleg å gjere ein del analysar. Mellom anna kan ein sortere lista geografisk og få eit grovt oversyn over kor det er store potensial.

Datagrunnlag for vasskraftverk

Magasinvolument oppstrøms kraftverket (OPPSTRVOL) viser til summen av oppstrøms magasin (der det er fleire). Der fleire kraftverk ligg i serie, viser magasinvolument til summen av oppstrøms magasin opp til neste kraftverk. Det finst nokre få unntak der små kraftverk utnyttar fall mellom oppstrøms magasin. Magasinvolument til nedstrøms magasin er henta frå magasinbasen til NVE.

Brutto fallhøgda (BRFALLH) viser fallhøgda som vert nytta i kraftverket. For vasskraftverk er brutto fallhøgda henta frå NVE sine lister. Normalt er brutto fallhøgda i desse listene lagt inn som avstanden mellom 1/3 ned i magasinet til utløp, evt til 1/3 ned i nedstraums magasin, men det er nokre avvik frå denne definisjonen.

Dersom det er oppgjeve ein brutto fallhøgda på 0 eller magasinvolum lik 0, er dette å tolke som at det manglar informasjon. Dette gjeld nokre få svært små kraftverk og for nokre pumper.

Det kan også mangle magasinvolum for kraftverk, som vil tyde at dei ikkje kjem med i denne oversikta. I nokon grad er dette korrigert manuelt når vi har sett det.

Datagrunnlag for pumper og pumpekraftverk

Pumper og pumpekraftverk er handsama særskilt. For pumper og pumpekraftverk er brutto fallhøgda sett lik skilnaden mellom HRV for dei to magasin, og i databasen vår er det magasinet som ligg lågast i terrenget, altså det det pumpast frå, registrert som oppstraums magasin. Dette har vi endra i denne lista, slik at nedstraums magasin ligg nedst i terrenget og oppstraums øvst.

Magasinvolum oppstraums pumper og pumpekraftverk syner magasinvolumet til fyrste oppstraums magasin. Både oppstraums og nedstraums magasin er registrert manuelt frå NVE sine kartdata, og magasinvolumet er henta frå NVE sine oversikter. I ein del tilfelle er det ikkje openbert frå kartet kor pumpe/pumpekraftverket pumpar til, så her har vi valt eit magasin etter beste skjøn.

Registrering av utlaupsform

Utløpet til kraftverket (UTLØP) er manuelt registrert frå NVE sine kartdata, og er fordelt på:

- Uregulert: Viser til utløp i uregulert vatn
- Fjord: Viser til utløp i saltvatn/hav
- Elv: Viser til utløp i elv
- Magasinnummer: Dersom utløpet er i eit regulert magasin er NVE sitt magasinnummer oppgjeve.

I og med at kategoriseringa av utløpet er lest av frå kart, kan det vere feil i oversynet. Mellom anna kan det vere ein del tilfelle der det er vanskeleg å sjå om utløpet er i magasin/innsjø eller i elv. Nokre kraftverk har utløp i elv ganske nær eit magasin.

Ein del kraftverk har utløp i same magasin. Dette er det ikkje teke omsyn til i dette oversynet, altså bør ein vere forsiktig med å trekke konklusjonar frå sumtal.

VANNKVN R	KRVTYPE	VANNKVN AVN	OPPSTRVO L	UTLØP	NEDSTRV OL	BRFALLH
2	K	ADAMSEL V	398,7	Fjord		200
3	K	ALTA	135	Elv		185
5	K	ARDALEN	6,8	Elv		125
6	K	ARNA	1,6	Fjord		61
9	K	AURA	46,5	Fjord		783
10	K	AURLAND I	194	Ureg.		850
11	K	AURLAND II H	186	417	194	500
12	K	AURLAND II L	45,8	417	194	109
13	PK	AURLAND III	448	414	9,8	400
14	K	AUSTRE ÅSKÅRA	102,2	Fjord		665,29
15	K	BAGN	9,4	Elv		87
19	K	BERGERF OSS	420,6	Elv		5,4
20	K	BERGSBO TN	25,8	Fjord		354,1
24	K	BJERKA	111	Elv		357
25	K	BJORDALE N	45,6	Elv		56,5
26	K	BJØLVO	92	Fjord		870
27	K	BJØRDAL	11,6	Elv		291
28	K	BJØRKÅSE N	50	Elv		82,5
31	K	BLÅFALLI III H	153,8	405	22,4	320
32	K	BLÅFALLI III L	13,6	405	22,4	57
33	K	BLÅFALLI IV	46	403	151,7	150
34	K	BOGNA	150	829	165	290
35	K	BORGUND	113,1	Elv		874
38	K	BRATSBER G	366,7	Elv		145
39	PK	BRATTING FOSS	107	249	8	118,3
40	K	BRATTSET	0	Elv		268,9
41	P	BREIVE	20,6	292	10,6	84,1
45	K	BROKKE	296	Elv		300
48	K	BRØDBØL FOSS	19	Ureg.		40
50	K	BYRTE	58,2	16	75,5	285
51	K	BØNSDAL EN	121,7	Ureg.		18,2

52	K	BØRTVEIT	1,5	Fjord		356,39
54	K	BÅTSVAT N	187	Ureg.		204,8
55	K	DAJA	316,3	Ureg.		155
57	K	DALSFOS	150	Ureg.		22
58	K	DIVIDALE N	135,7	Elv		278,5
60	K	DJUPFJOR D I	9,6	Fjord		146
61	K	DJUPFJOR D II	14,8		317	9,6
62	K	DRAGEFO SSEN	2,8	Ureg.		100
63	K	DRIVA	280	Elv		565,59
64	PK	DUGE	1400		376	340
65	K	DYNJANF OSS	218,3	Ureg.		80,19
66	K	DYRNESLI	7,4	Fjord		317
74	K	EIKELAND SOSEN	41	Fjord		500
75	K	EINUNNA	78,2	Elv		121,69
77	K	EVANGER	366,5	Ureg.		780
80	K	FASLEFOS S	86,2	Ureg.		37,5
81	K	FAUSA II	15,6	Fjord		330
82	K	FINNDØLA	126,6		341	218,3
83	K	FINSÅ	22		372	32
84	K	FISKEFJOR D	6,5	Ureg.		60
85	K	FIVLEMYR	11,1		460	3,5
86	K	FJONE	223,5		337	222,8
89	K	FLITTIG	32,6	Elv		145
91	K	FOLKEDA L	6	Elv		336
93	K	FORSÅ	63,3		213	130,1
94	K	SKAGEN	28,8	Elv		967
96	K	FOSSE	0		1082	1,2
97	K	FOSSMAR K	1,8	Fjord		432
98	K	FRITZØE	66	Fjord		23,29
100	K	FRØYSTUL	1064	Ureg.		61,5
101	K	FUNNA	64	Elv		336,2
104	K	GANDVIK	50,7	Fjord		184
108	K	GEITHUSF OSS	134	Ureg.		9,19
109	K	GJERDSVI KA	24	Fjord		192
110	K	GJUVA	34	Elv		410

112	K	GLOMFJORD	17	Fjord		463,5
113	K	GRANA	144	Elv		455
116	K	GRYTTEN	158,3	Elv		953,4
117	K	GRYTÅGA	194,5	Fjord		198
119	K	GRØNNEDAL	16,2	Ureg.		60
120	K	GRØNSDAL	35		663	6,5
122	K	GRÅSJØ	205		720	179
123	K	GUOLASJÅKKA	134,6	Elv		719,09
125	K	HAKAVIK	30		147	53,5
126	K	HAMMEREIN	83,9	Ureg.		105
127	K	HAMMERFEST	10,6	Ureg.		88
128	K	HANEFLOSS	98,5	Ureg.		70
129	K	HARDELAND H	71,7	Ureg.		423
130	K	HARDELAND K	21,1	Ureg.		325
132	K	HASSELELVA	4,5	Elv		60
133	K	HAUGFOS	17	Elv		36
134	K	HAUKELI	31,8	Elv		264
135	K	HAUKLAND	8,5	Elv		250
136	K	HEGGMOEN	116	Fjord		116,69
139	K	SAND	0	Ureg.		326,8
141	K	HEMSILI	205	Elv		540
143	K	HENSFOSS	107,1	Elv		24
144	K	HERLANDSFOSS	78,9	Ureg.		136
145	PK	HERVA	251,7		458	21,5
146	K	HETLAND	11	Ureg.		57
147	K	HJARTDØLA	91,2	Ureg.		592
148	K	HJERTEVATN	23	Ureg.		193,3
149	P	HJORTELAND	230		583	3
150	K	HODNABERG	177		678	175
152	K	HOGGA	125	Ureg.		12
153	K	HOGSTAD	2,1	Elv		135,5
154	K	HOLI (URUNDA)	619,8	Elv		380

155	K	HOL I (VOTNA)	251,7	Ureg.			408
158	K	HOLEN I-II	1268,4		289	296	250
160	K	HOMMELF OSS	0	Elv			189
161	K	HONNEFO SS	61,1	Ureg.			39,59
162	K	HOVATN	66	Elv			487,7
167	K	HYLEN	44	Fjord			68
168	K	HYLLA	1,1	Ureg.			324
169	K	HØGEFOSS	7	Ureg.			64
170	K	HØLSETER	10	Ureg.			70
173	K	HØYANGE R K3	37,6		480	0,6	63
174	K	HØYANGE R K4	24,8	Elv			83
175	K	HØYANGE R K5A	165,2	Fjord			574
176	K	HØYANGE R K5B	25,6	Fjord			729
177	K	HØYLAND SFOSS	14	Elv			54,5
178	K	HÅEN	25	Ureg.			212,69
179	K	HÅKVIK	48	Fjord			216,6
180	K	HÅLANDS FOSS	7	Elv			65
181	K	HÅVERST AD	11,2	Ureg.			85
182	K	ILDGRUBE N	7	Elv			220
183	K	SVELGEN III	81,2	Ureg.			480
184	K	INNSET	1027		752	3,7	185
186	K	IVELAND	224,9	Ureg.			50,5
187	PK	JUKLA	341		518	39	200
188	K	JULSKARE T	65		247	37	106,8
190	K	JØRPELAN D II	24	Elv			183
191	K	JØRUNDL AND	256,7	Elv			278,6
193	K	KALDEST AD	6,6	Fjord			596
194	K	KALDEST AD	175	Elv			80
195	K	KALDÅGA	13,8	Elv			565
196	K	KALVEDA LEN	118,9	Elv			243,3
198	K	KILDALEN	9,8	Elv			193,69
199	K	KISTE	16,7	Ureg.			43

203	K	KJELA	528,6	Ureg.			174
204	K	KJOSFOSS	10,5	Elv			97,3
206	K	KOBBELV	1476	Ureg.			590
208	K	KOLFOSSE N	2,1	Ureg.			41
209	K	KOLSVIK	186,1	Fjord			519
210	K	KONGSFJO RD I	88,1	Elv			70,5
211	K	KONGSMA RKA	13	Ureg.			196
213	K	KOPA	17,5		612	2,1	83,3
216	K	KROKVAT N	16,5	Fjord			344
217	K	KULI	40		374	18	163,5
218	K	KURÅSFO SS	215	Ureg.			48
219	K	KVANND L	194		576	44	314
220	K	KVARV	2,1	Elv			225
222	K	KVILLDAL	293		576	44	536,5
223	K	KVINEN	104		362	275	120
224	K	KVITFOSS EN	5,4	Fjord			240
225	K	KVITTING EN	92,1		664	35	246
226	K	KVÅNANG SBOTN	23,3	Elv			310
229	K	KÅVEN	35	Fjord			115
231	K	LANG- SIMA	190	Fjord			1065
232	K	LONGER K	12,5	Elv			298
233	K	LANGFJ D	21,6	Fjord			255
235	K	LANGVAT N	55,2		215	75,9	60,59
236	K	LANGVAT N	54	Fjord			43
237	K	LANGÅS FOSS	4,6	Elv			80
238	K	LASSAJ VRE	71,7		569	61,8	145
240	K	LAVKAJ ÅKKA	60,2		533	145,6	133
242	K	LEIRDØ LA	178	Fjord			454
243	K	LIAFOSS	67,3	Ureg.			45,59
244	K	LIAVAT N	82,6	Elv			56,09
245	K	LINVAS SELV	260,4	Ureg.			106,69
246	K	LIO	75,5	Elv			346

247	K	LITJFOSSE N	150	Ureg.		285
249	K	LOFOSSEN	0	Elv		118
250	K	LOGNA	143,2	Ureg.		146,39
251	K	LOMEN	44		130	38,1
252	K	LOMI	473	Ureg.		560
253	K	LOVIK	13,5	Elv		92
254	K	LUOSTEJO K	26,2	Elv		31
256	K	LYSBOTN	38,4	Elv		106
257	K	LYSEBOT N	595	Fjord		629
258	K	LYSVATN	28	Ureg.		284
260	K	LØPET	175	Elv		18,89
262	P	MARDAL	124		638	3,3
263	K	MATRE H	22	Fjord		525
264	K	MATRE M	143,7	Fjord		463
265	K	MAUDAL	63	Elv		300
266	K	MAURANG ER	88,7	Fjord		830
276	P	MONGE	124		635	6,5
269	K	MIDDYR	10	Fjord		66
274	K	MOKSA	8,8	Fjord		501
277	K	MORKENF OSS	14,2	Ureg.		50,5
278	K	MOSSEFOS SEN	73	Elv		23
279	K	MOSVIK	125	Fjord		205
280	K	MURADAL EN	6,3	Elv		157
281	K	MYDALEN	97,2		27	61,4
285	K	MØRRE	10,4	Fjord		81,3
286	K	MÅGELI	3	Ureg.		610
287	K	MÅLSET	95,9		397	20,3
288	K	MÅR	260,4	Elv		823
289	K	MÅRØYFJ ORD	13,8	Fjord		225,3
290	K	NADDVIK	30,6	Fjord		969
291	K	NEA	38	Elv		375
294	K	NEDRE HELLEREN	6	Elv		122,3
296	K	NEDRE MARKEVA TN	0	Fjord		42
297	K	NEDRE PORSÅ	52	Fjord		215
298	K	NEDRE RØSSÅGA	19	Elv		246,39

299	K	NEDRE SVULTING EN	10	Ureg.		68
302	K	NEDRE VINSTRA	31	Elv		443,2
304	K	NEVERDA LSÅGA	22,8	Ureg.		213
305	K	NIINGEN	34	Fjord		501,7
306	K	NISSERDA M	244,2	Ureg.		6,9
308	K	NORD-FORSÅ	5,4	Fjord		236
309	K	NORDDAL EN	155	Ureg.		91
310	K	NORE I	687	Ureg.		361
312	K	NOVLE	172,2	Elv		275
315	K	NYGÅRD	96,5	Fjord		253,89
316	K	NYSET	44,3		193	30,6
317	K	OKSLA	426	Fjord		450
318	K	OLDEREID	55	Ureg.		316
319	K	OLTEDAL	31,8	Elv		72
320	K	OLTESVIK	2,9	Fjord		37,5
321	K	OSA	265	Elv		200
322	K	OSBU	711		699	8,5
323	K	OSEN	60		380	15
325	K	OSLANDS BOTN	5,9	Elv		188
326	K	OSTEREN	5,4	Elv		136,89
327	K	OSVATN	8	Ureg.		205
329	K	RAMFOSS	100	Elv		22,39
330	K	RANA	2353,5	Fjord		505,29
331	K	RAUA	5	Elv		391,7
332	K	REFSDAL	90,2	Ureg.		513,59
334	K	REINSET	10,5	Ureg.		263,6
335	K	REKVATN	77	Ureg.		207,5
337	K	REPPA	28	Fjord		560
338	K	REPPA	16		417	194
339	K	REPVÅG	25,9	Fjord		177
342	K	ROPPA	12,8	Elv		473
343	K	ROSKREPP	695		359	104
344	K	ROTTENVI K	4,6	Elv		384,7
346	K	RØLDAL	326,7		577	115
348	K	RØYRVIKF OSS	496		303	490,4
349	K	RÅNÅSFO SS	1312	Elv		12,69
350	K	SAGBERG	19,7	Ureg.		26,6

		FOSS				
351	K	SAGE	7	Elv		340
352	K	SAGEFOSS	5,7	Fjord		106
353	K	SAGEFOSS EN	22,6	Ureg.		61
354	K	SAGFOSSE N	4	Fjord		45
356	K	SAMA	120		233	25
358	K	SAUDA I	36,9		649	9,7
359	K	DALVATN	26,3		650	6,3
361	K	STORLIVA TN	193,2		649	9,7
362	PK	SAURDAL	3112		591	8
363	K	SAVALEN	61	Elv		230,8
364	K	SIKKAJÅK K	6,4	Fjord		327
365	K	SILDVIK	94,9	Fjord		660
366	K	SISO	547,1	Fjord		650
367	K	SJONA	72	Fjord		267,7
368	K	SJØFOSSE N	10	Fjord		57
369	K	SJØNSTÅ	2,7	Ureg.		125
371	K	OSEN	19,8		338	21,4
372	K	SKAR	16,1	Ureg.		148,8
373	K	HOLEN III	275,9		289	296
374	K	SKARSFJO RD	34,6	Fjord		152,1
375	K	SKIBOTN	145,6	Elv		440
378	K	SKJENALD FOSS	39,8	Elv		59,29
380	K	SKJOMEN	296,5	Fjord		606,29
381	K	SKJÅK I	60	Elv		684,59
382	K	SKODDEB ERG	56	Ureg.		70
384	K	SKOGHEI M	19		543	22,6
386	K	SKORGE	14,9	Elv		340
387	K	SKOTFOSS	9	Elv		10
388	K	SKULAFOS SEN	6,8	Elv		175
389	K	SLIND	42,5	Elv		178
390	K	SLUNKAJA VRRE	85		264	77
391	K	SMELAND	1,4	Elv		97
392	K	SMÅVATN A	61,8		570	23,3
394	K	SOLBERGF OSS II	157	Elv		21,29

395	K	SOLBJØRN	45,5	Fjord		84
396	K	SOLHOM	275		361	55
397	K	SONGA	750		6	258
398	K	STAKALD EFOSS	50	Elv		43,79
400	K	STEINSLA ND	42,6	Ureg.		466,1
401	K	STONGFJO RD	4,5	Fjord		90
402	K	STORDAL	122,6		707	33,7
404	K	STRAUMS MO	3,7	Elv		229
405	K	STRIELV	1,6	Fjord		320,5
406	K	STØLSDAL	2,4		575	1
408	K	SULDAL I	115		576	44
410	K	SUNDSBA RM	228	Elv		480
411	K	SUNDSFJO RD	266	Fjord		328,39
413	K	SVANDAL SFLONA	28		581	119
414	K	SVARTEL VA	74	Elv		107,9
416	K	SVELGEN I	45,6	Fjord		223
417	K	SVELGEN II	86,7	Fjord		480
418	K	SVELGEN IV	141	Fjord		360
420	K	SVILAND	9,2	Elv		76
421	K	SVORKA	38,7	Elv		259
423	K	SY-SIMA	475	Fjord		905
424	K	SØA	67	Fjord		273,2
425	K	SØRBRAN DAL	30,2	Fjord		369
427	K	SØRFJORD I	107	Fjord		486
428	K	SØRFJORD II	5,2		267	75
430	K	TAFJORD 1	10	Elv		157
431	K	TAFJORD 2	14		623	10
432	K	TAFJORD 3	86,5		624	14
433	K	TAFJORD 4	70	Fjord		430
434	K	TAFJORD 5	89,2		628	70
435	K	TARALDS VIK	9,3	Elv		425
436	K	TOU	8,5	Fjord		13,5
437	K	TEKSDAL	37,5	Elv		42
438	K	TENNESV ATN	7	Fjord		238

441	K	TISTEDAL SFOSS	28,7	Elv		66,09
442	K	TJODAN	96	Fjord		885,5
443	P	TJODANPO LLEN	16,3	1367	1	128
445	K	TJØRHOM	340	377	3	158
446	K	TOKKE	11,2	5	125	393,5
447	K	TOKLEV	58,5	Elv		80,59
448	K	TONSTAD	70	372	32	442
449	K	TOVERUD	20	137	408,6	230,1
451	K	TRENGER EID	2,7	Fjord		388
452	K	TROLLFJØ RD I	17	Fjord		178
453	K	TROLLFJØ RD II	3,6	Fjord		450
454	K	TROLLHEI M	179	Elv		400
455	K	TRYLAND	27,5	Elv		133
456	K	TRYSILFO SS	42,8	Ureg.		11,5
457	K	TUNNSJØ	230	183	440	60
458	K	TUNNSJØD AL	13	Elv		237,5
459	K	TUNNSJØF OSS	440	Ureg.		8,1
461	K	TUSSA	120,6	Fjord		646
462	K	TVEIT	0,8	Fjord		388,29
463	P	TVERRVA TN	1276	197	2,4	22,4
465	K	TYA	46	Elv		200
468	K	TYRIA II	18,7	Elv		114
470	K	TYSSO II	483,2	592	426	725
471	K	TØSSE	5,6	Elv		52
474	K	ULSET	132	Elv		320
475	K	ULSTEIND AL	2,9	Elv		195
477	K	ULVIK II	52,6	Fjord		380
478	K	ULVUND	10	Fjord		85
479	P	SKARJE	253,4	299	1,5	100
480	K	USTA	385	Ureg.		540
482	K	UVDAL I	220	Elv		595
486	K	VALEN	2,4	Elv		300
487	K	VALSØYFJ ORD	9,8	Fjord		154
489	K	VANGEN	0	Fjord		55
490	K	VANGPOL LEN	13,4	Fjord		313

491	P	VASSLI	280	697	4,3	78,05
493	K	VEMORK	0	Elv		300
494	K	VEMUNDS BOTN	176	708	22	234
495	K	VERMA	32	Elv		416
496	K	VESSINGF OSS	625	240	38	50
497	K	VESTBAK KEN	35,7	Elv		43
498	K	VESTFOSS EN	65,9	Elv		16,2
499	K	VESTRE ÅSKÅRA	81	Fjord		534,2
502	K	VIK	4	Ureg.		87
503	K	VINJE	307,2	11	11,2	221,8
508	K	VRENGA	19,2	Elv		378
509	K	YLJA	214	Ureg.		685,5
510	K	ØGREYFO SS	25,5	Fjord		65,69
511	K	ØKSENEL VANE	125	Fjord		375
512	PK	ØLJUSJØE N	161	440	27	211,8
513	K	ØRJE	69,7	Elv		9,5
514	K	ØRTEREN	72,4	150	204	157,69
518	K	ØVRE MARKEVA TN	29,5	Ureg.		113,8
519	K	ØVRE PORSÅ	40	729	52	55
520	K	ØVRE RØSSÅGA	2559	123	19	135,5
521	K	ØVRE SVULTING EN	51,3	Ureg.		105
522	K	ØVRE TESSA	130	Ureg.		175
523	K	ØVRE VINSTRÅ	534	Ureg.		329,29
524	K	ÅBJØRA	221	138	9,4	442
527	K	ÅMELA	40,8	Fjord		525
528	K	ÅNA-SIRA	155	Fjord		47
529	K	ÅRLIFOSS	204,1	Elv		17,6
530	K	ÅRØY	53	Elv		147
532	K	ÅVELLA	12	Elv		335
534	K	BREISKAL LEN	4,4	Elv		29
535	P	BUAVATN	44,7	796	1	58
538	K	FAGERVO	74	198	72	227

		LLAN				
542	K	SVARTISE N	3506	Fjord		543
545	K	HORGA	18,6	148	14,3	204
547	K	JOSTEDAL	498	Fjord		1163
549	K	MEL	60,3	Elv		810
554	K	OKSEBOT N	69,3	Ureg.		105
555	K	ORMSETF OSS	44,7	Fjord		383,7
558	K	TORPA	250	Elv		470
565	K	SKJÄRLIVA TN	8,2	178	4	122
594	K	SØR- FORSÅ	6,5	Fjord		155
603	K	MYRA	6,5	Ureg.		18,2
608	K	DALE	6,3	Fjord		619
610	K	HAUKREI	105,6	Ureg.		102,5
614	K	HAUKVIK	2,5	Fjord		300
615	K	CÄRRUJA VRIT	61,2	570	23,3	42
617	K	HANSFOSS	7,4	Elv		48
619	K	MERÅKER	4,5	Elv		263,7
620	PK	TEVLA	252,2	828	4,5	164,5
627	K	ULVILLA	14,8	Elv		84,5
728	K	RAUBERG FOSSEN	6	Elv		61,5
735	K	HJELMELA ND	2	Elv		145
736	K	TAFJORD 6	68	59	58,6	36
738	K	STORFALL ET	6,4	Elv		71,4
744	K	FOSSHEIM FOSS	92,3	129	75,2	6,69
745	K	SCHELDEF OSS	11,9	Elv		22,5
753	K	ÅSEBOTN	39,1	702	42,6	383
757	K	GAUSBU	116,8	Ureg.		88
758	P	VATN 462	7,4	836	0,2	30,5
759	K	SVABO	20	Ureg.		105
761	K	SKJERKA	0	304	11,2	340,29
763	K	SUNDFOSS EN	165	Ureg.		4,4
764	K	VESTREBO TN	47,6	367	83	78,7
765	K	BERILD	2,5	Elv		275
766	K	MEISAL II	2,5	Fjord		605
768	K	LAKSHOL A	24,5	Elv		314

769	K	FLØRLI	51,5	Fjord		755	
773	K	RAMSTAD DAL	0,8	Elv		380	
775	K	FLATENFO SS 2	1,3	Ureg.		10,5	
779	K	STAFFI	5,7		406	13,6	214
780	K	FOSSAN	50	Ureg.		28	
781	K	BLÅFALLI V	102		403	151,7	56
785	K	SVARTKU LP	103,1	Ureg.		0	
786	K	MOELV	15,5	Elv		57	
790	K	LINDLAND	18,8	Elv		106	
791	K	FORSAN D I	2	Fjord		80	
794	K	STEGAROS	321		29	256,4	0
800	K	RIKSHEIM DAL	8	Ureg.		395	
809	K	ØVRE BERSÅVA TN	45		594	96,9	159
810	K	NEDRE BERSÅVA TN	96,9		597	3	65
815	K	TYIN	367,3	Fjord		1040	
824	P	VATN 1012	3105		2142	0,25	42,8
826	P	KLUBBATJ ERN	24,6		1370	0,1	39,5
827	PK	NYGARD	102,8		702	42,6	450
828	K	ØYBERGE T	0	Elv			149,6
829	K	FRAMRUS TE	0	Elv			325,6
833	K	FOLLAFOS S - VANNFOR SYNING	0	Fjord			175
838	K	STRAUMA NE	0		548	10,7	39
846	K	KLØVTVEI T	0	Fjord			380
1218	K	RØYRVAT N	0	Ureg.			109
1232	K	BREIAVA	0		516	16	60
1246	K	HÅVARDS VATN	0	Ureg.			60
1253	K	DIRDAL	0	Fjord			413
1256	K	SUVDAL (KLEPPSV ATN)	0	Ureg.			101,8



1339	MM	Takle	0	Elv		0
1343	K	HISVATN	0	Elv		221
1348	P	MARKJEL KEVATN	31	2160	0,8	40
1366	K	DAUREMÅ L	0	551	12	172,35
1367	K	BJØRNDA L	0	Ureg.		101,6
1371	K	RENSJØ	0	242	65	47
1375	P	RAUBERG ET	166	43	70	12,4

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Rapportserien i 2011

- Nr. 1 Samkøying av vind- og vasskraft. Betre utnytting av nett og plass til meir vindkraft (42 s.)
- Nr. 2 Årsrapport for tilsyn 2010. Svein Olav Arnesen, Jan Henning L'Abée-Lund, Anne Rogstad (36 s.)
- Nr. 3 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 4. kvartal 2010. Tor Arnt Johnsen (red.)
- Nr. 4 Evaluering av NVE sitt snøstasjonsnettverk. Bjørg Lirhus Ree, Hilde Landrø, Elise Trondsen, Knut Møen (105 s.)
- Nr. 5 Landsomfattende mark- og grunnvannsnett. Drift og formidling 2010. Jonatan Haga, Hervé Colleuille (41 s.)
- Nr. 6 Lynstudien. Klimaendringenes betydning for forekomsten av lyn og tilpasningsbehov i kraftforsyningen. (29 s.)
- Nr. 7 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 1. kvartal 2011. Tor Arnt Johnsen (red.) (69 s.)
- Nr. 8 Fornyelse av NVE hydrologiske simuleringssystemer (22 s.)
- Nr. 9 Energibruk. Energibruk i Fastlands-Norge (59 s.)
- Nr. 10 Økt installasjon i eksisterende vannkraftverk (91 s.)
- Nr. 11 Kraftsituasjonen vinteren 2010/2011 (70 s.)
- Nr. 12 Utvikling av regional snøskredvarsling. Rapport fra det første året. Rune Engeset (red.) (76 s.)
- Nr. 13 Energibruk. Energibruk i Fastlands-Noreg (59 s.)
- Nr. 14 Plan for skredfarekartlegging. Status og prioriteringer innen oversiktskartlegging og detaljert skredfarekartlegging i NVEs regi
- Nr. 15 Plan for skredfarekartlegging - delrapport Steinsprang, steinskred og fjellskred
- Nr. 16 Plan for skredfarekartlegging – delrapport jordskred og flomskred
- Nr. 17 Plan for skredfarekartlegging – delrapport kvikkleireskred
- Nr. 18 Plan for skredfarekartlegging – delrapport snøskred og sørpeskred
- Nr. 19 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 2. kvartal 2011. Tor Arnt Johnsen (red.) (70 s.)
- Nr. 20 Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak 2010. Beskrivelse av utførte anlegg (40 s.)
- Nr. 21 Alderseffekter i NVEs kostnadsnormer - evaluering og analyser (36 s.)
- Nr. 22 Pumpekraft i Noreg (252 s.)



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen,
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
Internett: www.nve.no

